

**Technická univerzita v Liberci**  
**Hospodářská fakulta**

Studijní program: N 6208 Ekonomika a management  
Studijní obor: Podniková ekonomika

**Liberalizace trhu s elektrickou energií**  
**Liberalization of electricity market**

DP-PE-KEK-2009-26

**Bc. Tomáš Smolík**

Vedoucí práce: Ing. Šárka Labouťková Ph.D., KEK

Konzultant: Ing. Markéta Baráková, ČEZ

Počet stran: 107

Počet příloh: 5

Datum odevzdání: 22. květen 2009

Prohlášení.

Byl jsem seznámen s tím, že na mou diplomovou práci se plně vztahuje zákon č. 121/2000 Sb. o právu autorském, zejména § 60 – školní dílo.

Beru na vědomí, že Technická univerzita v Liberci (TUL) nezasahuje do mých autorských práv užitím mé diplomové práce pro vnitřní potřebu TUL.

Užiji-li diplomovou práci nebo poskytnu-li licenci k jejímu využití, jsem si vědom povinnosti informovat o této skutečnosti TUL; v tomto případě má TUL právo ode mne požadovat úhradu nákladu, které vynaložila na vytvoření díla, až do jejich skutečné výše.

Diplomovou práci jsem vypracoval samostatně s použitím uvedené literatury a na základě konzultací s vedoucím diplomové práce a konzultantem.

V Liberci, 22. květen 2009

## Anotace

Diplomová práce se zabývá liberalizací trhu s elektrickou energií v České republice a má za cíl představit postupnou cestu deregulace v energetice, která vede od dezintegrace tradičního modelu vertikálně integrovaného, vládou řízeného a státem vlastněného, monopolu Státní energetické závody, odpovídající centrálně plánované ekonomice, přes oddělení výroby od distribuce a přenosu energie, které mají charakter přirozeného monopolu, až po nastavení transparentních a nediskriminačních pravidel v tržní ekonomice v oblastech stanovení cen energie a podmínek podnikání. Podrobně jsou teoretická východiska popsána v kapitole 2. V následující kapitole se shrnuje regulace v energetickém odvětví. Jádrem práce jsou kapitoly 4 a 5 obsahující popis modelu energetiky v České republice a principy metodik použitých v regulačních obdobích. V poslední řadě se práce stručně zmiňuje o možnosti obchodování s energií na energetické burze.

## Klíčová slova

Liberalizace, elektrická energie, deregulace, přirozený monopol, tržní ekonomika, podnikání.

## Anotation

Diploma work deals with liberalization of electricity market in the Czech Republic and it takes in the point of introduce by graduated way of deregulation in energy, which leads to disintegration of a traditional model of vertically intergrated government-driven state owned monopoly State power utility, consistent central planning economy, through the unbundling of energy generation from electric power distribution and energy transport, which have charakter of natural monopoly, up to setting up transparency and non-discriminatory rules of free market economy in price fixing areas and conditions for entrepreneurship. Theoretical issues were described in detail in chapter 2. In next chapter there is summary of regulation of energy branch. Heart of the matter of the diploma work are chapters 4 and 5, which involved description of energy model in the Czech republic and principles of methodics were used in regulation periods. In the last way, the work shortly mentioned about possibilities to making business at the Energy stock exchange.

## Keywords

Liberalization, elektricity power, deregulation, natural monopoly, free market economy, entrepreneurship.

## Poděkování

Chtěl bych poděkovat vedoucí mé diplomové práce Ing. Šárce Laboutkové, Ph.D. při přípravě mé diplomové práce. Za cenné náměty a příspěvky jsem rovněž vděčný PhDr. J. Lehnerové z Energetického regulačního úřadu, Mileně Vaisové z tiskového oddělení Ministerstva průmyslu a obchodu, Tomáši Chrámeckému z oddělení informačních služeb Českého statistického úřadu, Ing. Davidu Kučerovi MBA generálnímu sekretáři Energetické burzy Praha a v neposlední řadě Ing. Markétě Barákové z ČEZ, a. s.

## Obsah

Seznam použitých zkratek a symbolů .....	9
Seznam tabulek .....	11
Seznam obrázku .....	12
1. Úvod .....	13
1.1 Charakteristika české energetiky na začátku roku 1995 .....	13
2. Teoretická část .....	16
2.1 Trh a energetický trh .....	16
2.1.1 Faktory ovlivňující proces změn v energetickém systému .....	18
2.1.2 Negativní faktory ovlivňující proces energetických změn .....	20
2.1.3 Hlavní faktory omezující trh s energií .....	21
2.1.4 Ideální cílový stav a podmínky pro vytváření trhu s energií .....	23
2.2 Teorie přirozeného monopolu .....	30
2.2.1 Principy regulace .....	30
2.2.2 Přirozený monopol v energetice .....	37
2.2.3 Nahrazení regulovaného monopolu konkurencí .....	40
3 Regulace v energetickém odvětví .....	42
3.1 Regulace vstupu na energetický trh .....	42
3.2 Věcná regulace .....	43
3.3 Ekonomická regulace .....	43
3.4 Regulační selhání .....	44
3.5 Energetický regulační orgán České republiky (ERÚ) .....	45
3.6 Tvorba a stanovení cen .....	48
3.6.1 Regulace pomocí metody dělení koláče tržeb .....	49
3.6.2 Nákladová analýza .....	50
3.6.3 Diferenční renta .....	53
4. Model energetiky České republiky .....	54
4.1 Organizace a podmínky fungování trhu s energií .....	54
4.1.1 Nový energetický zákon .....	55
4.1.2 OTE, a. s. ....	56
4.1.3 ČEPS, a. s., provozovatel přenosové soustavy České republiky .....	60
4.1.4 Výrobce – Skupina ČEZ, a. s. ....	63
4.1.5 REAS .....	65

4.1.6 Konečný zákazník .....	69
5. Ekonomická regulace .....	71
5.1 I. regulační období 2002 – 2004.....	72
5.1.1 Metoda povolených výnosů neboli výnosových limitů .....	72
5.1.2 Nastavení hodnot parametrů.....	74
5.1.3 Cena za dodávku energie .....	75
5.2 II. regulační období 2005 – 2009 .....	83
5.2.1 Zásady a podmínky regulace cen .....	84
5.2.2 Nastavení hodnot parametrů.....	86
5.2.3 Koeficienty upravující základní parametry regulačního vzorce .....	87
5.2.4 Stanovení regulované ceny .....	88
5.3 III regulační období 2010 – 2014 .....	94
5.3.1 Harmonogram postupu prací.....	95
5.3.2 Popis nastavení parametrů regulace.....	96
6. Energetická burza PXE .....	99
6.1 Postupné zahájení činnosti .....	99
6.2 Princip obchodování.....	100
6.3 Deriváty .....	101
6.3.1 Kontrakty typu forward.....	101
6.3.2 Kontrakt typu futures .....	101
6.3.3 Swapy .....	102
6.3.4 Opce .....	102
7. Závěr.....	103
Seznam literatury .....	106
Seznam příloh.....	107

## **Seznam použitých zkratek a symbolů**

€- Euro

% - procento

apod. – a podobně

č. – číslo

ČEPS – Česká energetická přenosová soustava

ČEZ – České energetické závody

ČR – Česká republika

DS – distribuční soustava

EC – European Communities

EGÚ – energetický úřad

ERÚ – Energetický regulační úřad

ES – elektrizační soustava

EU – Evropská unie

GWh – gigawatthodina

ITC – International Trade Capacity (výkonnost mezinárodního obchodu)

kV – kilovolt

KVET – kombinovaná výroba energie a tepla

MF – Ministerstvo financí

mj. – mimo jiné

mld. – miliarda

MOO – maloodběr (obyvatelstvo)

MOP – maloodběr (podnikatelský)

MPO – Ministerstvo průmyslu a obchodu

MWh - megawatthodina

např. – například

NN (nn) – nízké napětí

OKT – organizovaný krátkodobý trh

OTE – Operátor trhu s energií

OZE – obnovitelné zdroje energie

PDS – provozovatel distribuční soustavy

PPI – Producer Price Index (index cen průmyslových výrobců)



PPS – provozovatel přenosové soustavy  
PRE – Pražská energetika  
PS – přenosová soustava  
PXE – Pražská energetická burza  
RAB – Regulatory Asset Base (regulační báze aktiv)  
REAS – regionální distribuční energetická společnost  
resp. – respektive  
RPI – Retail Price Index (index maloobchodních, spotřebitelských cen)  
s. p. – státní podnik  
Sb. – Sbírka  
SEI – státní energetická inspekce  
SEP – Slovenské energetické podniky  
SR – Slovenská republika  
SZ – subjekt zúčtování  
tj. – to jest  
TPA - Third Part Access (Přístup třetích stran)  
TWh - terawatthodina  
tzv. – tak zvaný  
ÚOHS – Úřad pro ochranu hospodářské soutěže  
V – volt  
viz. – viobrazeno  
VN (vn) – vysoké napětí  
VO – velkoodběr  
VVN (vvn) – velmi vysoké napětí  
WACC – Weighted Average Cost of Capital (vážený průměr kapitálových nákladů)

## Seznam tabulek

- Tab. 1: Počet platných licencí
- Tab. 2: Postup nápravy cen energie k roku 2002
- Tab. 3: Tržní podíly na trhu výroby elektrické energie v ČR (v %)
- Tab. 4: Výroba a spotřeba elektrické energie v ČR (v TWh)
- Tab. 5: Struktura akcionářů ČEZ, a. s. stav k 31. 12. 2008
- Tab. 6: Podíl dodávek ČEZ na nákupu energie jednotlivých REAS (v %)
- Tab. 7: Navyšování míry výnosnosti provozních aktiv ČEPS a faktor efektivity v jednotlivých letech I. regulačního období (v %)
- Tab. 8: Položky ceny pro chráněného zákazníka v I. regulačním období
- Tab. 9: Zhodnocení výsledků regulace v průběhu I. regulačního období
- Tab. 10: Porovnání hodnot WACC v posledním roce II. regulačního období s navrhovanými hodnotami pro III. regulační období.
- Tab. 11: Porovnání možností obchodování s deriváty

## Seznam obrázku

- Obr. 1: Vývoj průměrných cen za odběr energie (v Kč/MWh)
- Obr. 2: Změny v energetice
- Obr. 3: Formy unbundlingu a zpřísnění dle návrhu nové směrnice EU
- Obr. 4: Distribuční společnosti v ČR – rok 2005
- Obr. 5: Přehled uskupení energetických soustav v Evropě
- Obr. 6: Analýza nákladovosti monopolu
- Obr. 7: Nákladová neefektivnost vyvolaná regulací
- Obr. 8: Postupné otevírání trhu a zvyšování poptávky
- Obr. 9: Schéma monopolních vazeb
- Obr. 10: Organizační struktura k 31. prosinec 2008
- Obr. 11: Návrh vývoje průměrných cen za odběr energie do roku 2002 (v Kč/MWh)
- Obr. 12: Model energetiky ČR
- Obr. 13: Etapy otevírání trhu v energetickém odvětví
- Obr. 14: Schéma modelu trhu s energií
- Obr. 15: Znázornění vztahu mezi systémovými a podpůrnými službami
- Obr. 16: Teritoriální působení Skupiny ČEZ
- Obr. 17: Princip současných regionálních energetických společností (REAS)
- Obr. 18: Distribuce energie
- Obr. 19: Obchod s energií
- Obr. 20: Regulované a neregulované činnosti a ceny na trhu s energií v ČR
- Obr. 21: Složky ceny energie pro chráněné zákazníky na jednotlivých hladinách napětí  
v I. regulačním období
- Obr. 22: Podíl jednotlivých složek ceny za dodávku energie pro domácnosti v roce 2005
- Obr. 23: Harmonogram schvalování pravidel pro III. regulační období

# 1. Úvod

Ve stínu vděčných mediálních témat se nesměle v koutku krčí zajištěnost energie v budoucích letech. O téma energie se lidé zajímají především z hlediska její ceny versus odměny energetických manažerů, aniž by si uvědomovali, že lidská pospolitost v současné podobě existuje díky energii, která vytváří prosperitu. Ani dva letní výpadky (v roce 2006) dodávek elektřiny nijak zvlášť nepodnítily k hlubšímu zamyšlení o budoucí zajištěnosti dodávek elektřiny.

Tato diplomová práce si neklade za cíl podrobně informovat o celé široké problematice ve všech nezbytných souvislostech liberalizace energetického<sup>1</sup> trhu v České republice. Nicméně se pokusí shrnout zkušenosti České republiky v oblasti regulace a dalších systémových změn v sektoru energetiky, které se začaly uplatňovat na základě nového energetického zákona (zákon č. 222/1994 Sb.).

V době probíhající ekonomické transformace byl energetický sektor z rozhodující části vlastněn státem a existovaly obavy, že jakékoliv zásadní změny v organizaci energetiky mohou způsobit selhání tohoto sektoru a tím zkomplikovat další rozvoj tržně orientované české ekonomiky.

## 1.1 Charakteristika české energetiky na začátku roku 1995

Ohlédneme-li se za uplynulými lety, došlo v české energetice k řadě významných událostí. V roce 1990 byly započaty zásadní strukturální změny, jejichž cílem bylo vytvořit podmínky pro vznik tržního prostředí v tomto odvětví, zprůhlednit jeho ekonomiku a v neposlední řadě zlepšit služby odběratelům.

---

<sup>1</sup> Celá studie se zabývá trhem s elektřinou, nicméně pro zjednodušení bude pracovat s termínem „energetika“ namísto přesného „elektroenergetiky“. Ostatně i regionální distribuční společnosti používají ve svém názvu toto zjednodušení.

Došlo k úplnému oddělení distribuce elektrické energie od její výroby, a to jak v ČR, tak i SR. Z existujících koncernů ČEZ a SEP byly vyčleněny regionální distribuční společnosti – krajské energetické podniky. Na území ČR tak vzniklo 9 státních energetických podniků – 8 rozvodných podniků, každý o zásobovacím území bývalého kraje, jejichž náplní je provozovat rozvodné sítě o napětí 110 kV a nižším a nakupovat elektrickou energii od rozhodujícího dodavatele – ČEZ, ale i přebytky výroby energie od průmyslových podniků a drobných soukromých výrobců a zajišťovat její distribuci konečným spotřebitelům. A jeden podnik výrobní, tj. zbývající část bývalého státního koncernu ČEZ, jehož součástí byly velké elektrárny a přenosová soustava 400 a 220 kV.

Na Slovensku vznikly tři distribuční energetické podniky a jeden podnik výrobní, s obdobnou strukturou jako ČEZ.

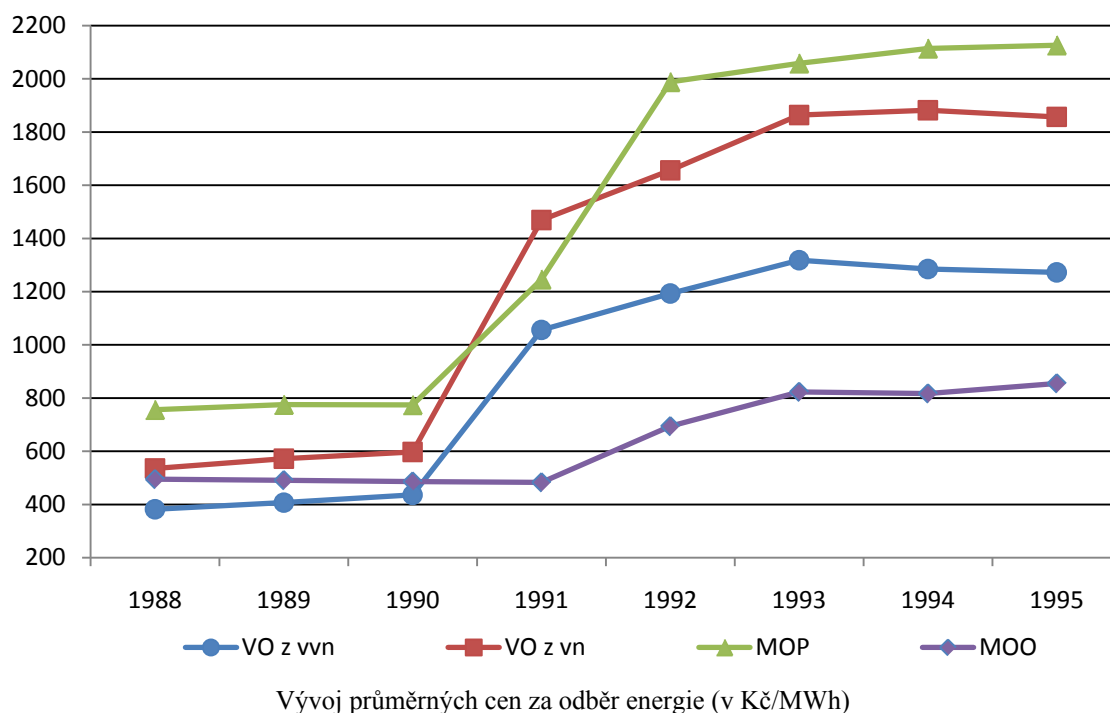
V témže období došlo ke zrušení státních dotací, což vyvolalo bezprostřední tlak na vytvoření reálných cen energie a na odstranění cenových deformací. Cena byla do roku 1989 stanovována direktivně Ministerstvem financí, jenž bylo kritizováno i zástupci Světové banky, kteří reálnými cenami energie podmiňovali půjčku České republice.

Prvním krokem bylo vytvoření reálných cen energie pro průmysl, které proběhlo ve dvou etapách:

- I. etapa se uskutečnila k 1. 1. 1991 a představovala nárůst v průměru o 53 %,
- II. etapa byla realizována k 1. 4. 1991 a ceny se zvýšily o dalších 50 %.

V témže roce – k 1. 10. 1991 – následovalo zvýšení cen elektrické energie pro domácnosti v průměru o 70 %. Dále v roce 1993 byly všechny ceny elektrické energie zvýšeny o daň z přidané hodnoty ve výši 5 %. Takto získané finanční prostředky však nezůstávají energetice, ale jsou zdrojem příjmu státního rozpočtu. Uvedená cenová hladina elektrické energie se nezměnila do roku 1994, kdy došlo ke změně cen energie o 10% navýšení oproti předcházejícím cenám. K definitivnímu rozdělení jednotné československé elektrizační soustavy na dva samostatně řízené celky došlo k 1. 5. 1994. Od této doby probíhá vzájemná spolupráce pouze na bázi mezinárodních smluv.

Obr. 1



Zdroj: Energetika, 4/2001, str. 116; (vlastní zpracování)

Druhou významnou změnou v energetice byla změna vlastnických hospodářských subjektů. Ve dvou privatizačních vlnách se všechny státní podniky transformovaly na akciové společnosti:

- 1. vlna privatizace čítala s. p. ČEZ, který byl dodatečně přesunut z druhé vlny privatizace a byl transformován na akciovou společnost s majoritní účastí státu,
- 2. vlna privatizace přinesla změnu vlastnictví rozvodných energetických podniků a k 1. 1. 1994 byly vytvořeny rozvodné energetické akciové společnosti, také s majoritní účastí státu na jejich majetku.

Od počátku roku 1995 celé odvětví energetiky pracuje v podmínkách nových vlastnických vztahů, tj. na jiných principech řízení.

Kontinuálně se změnou vlastnictví probíhal i legislativní proces, který vyústil v „energetický zákon“ č. 222/1994 Sb., který upravuje podmínky podnikání, výkon státní správy v energetických odvětvích a Státní energetickou inspekci (SEI), nejen v elektroenergetice, ale i v plynárenství a teplárenství.

## **2. Teoretická část**

### **2.1 Trh a energetický trh**

Jedním ze základních stavebních kamenů ekonomické teorie je institut „trhu“ jako oblast ekonomiky, ve které dochází k výměně mezi jednotlivými ekonomickými subjekty prostřednictvím směny zboží a služeb. Trh je platformou, jejímž prostřednictvím dochází ke stanovení množství prodaného a nakoupeného zboží a ceny tohoto zboží. [4] Trh je nejdokonalejší dosud poznáný regulátor a stimulátor ekonomického rozvoje.

V některých odvětvích však trhy určitých komodit nejsou dokonale konkurenční, při výrobě určitých statků vznikají externality, spotřebitelé z řady příčin nemají dokonalé informace a reakce trhu je možná pouze na efektivní poptávku spotřebitelů, kterou určuje existující rozdělení důchodů, jež je někdy považováno za společensky nepřijatelné.

Vzhledem k těmto skutečnostem, které jsou v některých teoretických zdrojích označovány jako poruchy selhání trhu (např. J. E. Stiglitz – trh nezajišťuje společensky optimální produkci jak co do objemu, kvality, tak i nákladů), je požadováno přistoupení k regulaci trhů ve formě státních zásahů nebo zabezpečování statků, jako statků veřejných.

Nezpochybnitelným úkolem státu je především vytváření základního institucionálního rámce tržního systému včetně kontroly a donucovací praxe. Úlohou vlády

„...je dělat to, co trh sám nemůže – totiž určovat, rozsuzovat a vynucovat pravidla hry...“

(M. Friedman, 1993)

Vedle toho existují další problémové okruhy, které jsou řešitelné trhem, v nichž se ale stát přesto angažuje v zájmu efektivnosti, spravedlnosti a stability a jež jsou neustále podrobovány rozsáhlé a kontroverzní diskuzi.

Energetické hospodářství jako integrální součást tržně orientované ekonomiky, je ovlivňováno především konkurenčním prostředím v jednotlivých odvětvích, liberalizovanými cenami a volnou výměnou zboží. Energetické trhy se však zároveň vyznačují určitými specifickými podmínkami, z nichž ovšem některé platí i pro jiné komodity v národním hospodářství. Pro většinu výroby v energetických odvětvích je charakteristická vysoká kapitálová náročnost s dlouhodobou přípravou klíčových projektů a dlouhodobým vázáním investičních prostředků. Ve větší míře než v jiných odvětvích jsou v energetice vyvolávány významné ekologické problémy. Významnějšími specifiky energetických trhů jsou ovšem vyčerpatelnost fosilních paliv a jejich územní vázanost. Ve své rozhodující většině jsou energetické zdroje neobnovitelné a nelze je recyklovat. Můžeme konstatovat, že vedle potravin jsou energetické zdroje „základní“ komoditou každé ekonomiky. Omezenost energetických zdrojů spolu s vysokou monopolizací na straně nabídky a objektivně nebo politicky vytvořenou koncentrací dodávek energetických zdrojů z politicky a hospodářsky nestabilních států, vyžaduje vyšší míru angažovanosti státu v koncipování a realizaci státní energetické politiky proti jiným sektorům ekonomiky.

Je tomu jednak i proto, že na energetickém trhu existuje dlouhodobá nepružnost poptávky po určitých energetických zdrojích a také proto, že vytváření energetické struktury je dlouhodobým procesem, zatímco tržní signály odrážejí spíše krátkodobé změny poptávky a nabídky. Možné tržní selhání v energetických odvětvích by, vzhledem k významu energetických vstupů, způsobilo vážné poruchy v celé ekonomice (jak se to prokázalo při řadě globálních i regionálních energetických krizí). Pokud dojde (i přes státní zásahy – nebo právě proto, že existují) ke stavům nouze, které jsou stavem kumulovaných selhání trhu, přebírá stát nucenou kontrolu nad všemi energetickými trhy.

Vztah elektroenergetiky a trhu obvykle s určitým zpožděním kopíruje uplatňování tržního mechanismu v národním hospodářství. Pokud vyjdeme z dělení ekonomik [5] na tři typy:

- příkazová ekonomika,
- tržní ekonomika,
- smíšená ekonomika,

lze prohlásit, že většina ekonomik je smíšená s větším či menším uplatněním principů tržní ekonomiky.

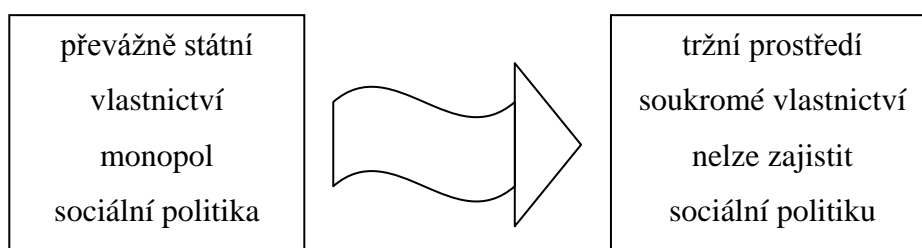


### 2.1.1 Faktory ovlivňující proces změn v energetickém systému

Pravděpodobně nejvýraznější charakteristikou stavu energetiky v první polovině 90-tých let je nadbytečná „suboptimalita“. Energetika (nebo spíše energetici sami) jako by se snažila veškeré problémy co nejvíce problematizovat, všechna rizika maximalizovat a veškeré pozitivní rysy minimalizovat. Vysvětlení jistě najdeme ve formě státního vlastnictví, které v energetice zůstává dominantní. Stejně jako například v bankovníctví, i v energetice se ukazuje, že stát nemůže při sebelepší vůli vykonávat úspěšně roli vlastníka v odvětví, ve kterém dochází k rychlým změnám.

Stále častěji byla pokládána klíčová otázka v energetice na směřování celého sektoru. Má se ubírat „klasickou“ energetickou cestou, která klade důraz především na technologické aspekty energetiky, i když tato cesta znamená minimální prostor pro zapojení tržních principů do energetiky, nízkou nebo žádnou kontrolu efektivnosti a nutnost významného posílení regulačních procesů? Nebo se máme vydat po doposud ne zcela vyzkoušené cestě liberalizace elektroenergetiky (Obr. 2), spojené s otevřením sektoru novým firmám, novým způsobům výroby i obchodu a postupným uvolňováním zákazníků ze zajetí monopolů, i když takový proces bude spojen s řadou rizik a dnes nepředvídatelných problémů?

Obr. 2



Změny v energetice

Zdroj: Energetika 12/95, str. 375; (vlastní zpracování)

Při pohledu na Obr. 2 je jasná otázka: Co způsobuje onen pohyb či změnu v energetice?  
Hlavní podněty působící kladně na proces změn:

#### Filozofie vlády

Převážně v osmdesátých letech proběhla celosvětová revolta proti centrálnímu řízení a regulaci ekonomické aktivity ze strany vlády.

#### Příležitost pro nižší ceny

Tuto skutečnost si obvykle jako první uvědomují velcí či větší spotřebitelé, u nichž jsou ceny energie důležité pro zajištění konkurenceschopnosti výrobků. Vedle možnosti výstavby vlastního zdroje energie, což není vždy nejvhodnějším řešením, se snaží zajistit jiný zdroj levnější energie, než poskytuje daná elektrárenská společnost, jež má monopol na dodávky elektrické energie (franchising<sup>2</sup>) pro dané území.

#### Nedostatek kapitálu

Většině vlád chybí finanční prostředky, a to zvláště v zemích, které prošli velkými makroekonomickými změnami nebo mají velký deficit státního rozpočtu na potřebné investice. Tradiční finanční zdroje, např. World Bank, mohou pokrýt pouze malou část financí. Pak je nutné se snažit zajistit jiný kapitál, což směřuje k privatizaci společností nebo ke vstupu nezávislých výrobců na trh.

#### Existence a potřeba nových produktů a služeb

Rozvoj vědy a techniky, zvláště pak elektroniky, umožňuje částečně redukovat základní omezení energetiky z hlediska tržního prostředí, to je neskladovatelnost energie. Potřeba zajistit rovnováhu nabídky a poptávky na trhu v každém okamžiku je podmínka vymykající se klasickým tržním teoriím.

---

<sup>2</sup> Za franchising se považuje: Dohoda mezi soutěžiteli, v rámci které jedna strana, poskytovatel práv, poskytne druhé straně, nabyvateli frančízy (pozn. autora: franchisingu), za určitou úplatu nebo jinou majetkovou hodnotu právo využívat soubor práv z průmyslového nebo jiného duševního vlastnictví, nebo některá práva z tohoto souboru vztahující se na ochranné známky, obchodní jméno, označení provozoven, patenty, užité vzory, průmyslové vzory, autorská práva, know-how nebo jiná práva obdobného charakteru, která mají být využívána při prodeji zboží nebo poskytování služeb, a to pro účely odbytu určitých typů zboží nebo služeb.

## 2.1.2 Negativní faktory ovlivňující proces energetických změn

### Funkční nepřípravenost

Při přechodu na tržní prostředí bylo možné provést patřičná opatření v oblasti vlastnické i organizační struktury, ale stále existuje nepřípravenost k fungování trhu s energií, kterou lze dělit na:

- technickou, která se týká zvláště zajištění telekomunikační, měřicí, řídicí a dispečerskou technikou na vyšší úrovni, než jaká vyhovovala monopolní vertikálně integrované energetice,
- a metodickou, která znamená vytvoření nových metod pro řízení výrobních zdrojů, a to zejména délku časové periody, za kterou je smysluplné ekonomicky řídit systém, a tedy vlastně i obchodovat.

### Sociální a ekonomická politika vlády v rámci energetických společností

Týká se to zejména:

- nákupu domácího paliva za ceny vyšší, než jsou adekvátní světové ceny,
- křížových dotací cen energie obvykle ve prospěch cen domácností s tím, že náklady jsou přesouvány do cen velkoodběratelů nebo jdou na úkor potřebného rozvoje energetiky,
- povinného či přednostního využívání elektráren, které by se jinak v rámci ekonomického řízení nezařadily.

Zvláště v transformačních ekonomikách přecházejících k tržnímu hospodářství je třeba toto opatření respektovat obvykle z důvodu sociálního smíru.

### „Zamrzlé investice“

Tento problém má různé projevy. Na jedné straně se projevuje přeinvestování (nadměrných kapacit), což je pak nutné řešit netržními postupy např. odstavení elektráren, ale na druhé straně existují velmi levné zastaralé zdroje, které nesplňují přísné limity z hlediska životního prostředí, jež ale vstoupí v platnost až později. Zatím tyto staré zdroje vytlačují dražší, ale ekologické zdroje.

### Podmínky pro získání kapitálu

Je známým faktem, že banky poměrně ochotně půjčují státu nebo státem vlastněné společnosti, a to za výhodných podmínek. Velmi často vyžadují krytí půjček vládními zárukami. Ochota bank k poskytnutí výhodných úvěrů pro nezávislé podnikatele je obvykle podstatně menší.

### Tradice systému řízení energetiky

V mnoha státech Evropy (např. ve Francii, Velká Británie, Itálie, Německo, ale i Československo) byly vybudovány monopolní vertikálně integrované systémy energetiky, jenž v dané době byly pravděpodobně nejefektivnější organizační formou, která dokázala využít ekonomických výhod z rozsahu. Tato struktura, která mnohdy velmi dobře funguje, je velmi obtížně restrukturalizovatelná.

## **2.1.3 Hlavní faktory omezující trh s energií**

Vnitřní trh s energií v Evropské unii a tedy i České republiky je založen na tezi, že uvnitř elektrizačních soustav jsou jednak činnosti nekonkurenční – monopolní, regulované, ke kterým patří přínosy a distribuční rozvod, a jednak činnosti konkurenční – neregulované zahrnující výrobu a dodávku (nákup a prodej) energie.

Proto vytvoření modelu trhu s energií, odpovídající podmínkám národní elektrizační soustavy – v případě ČR celostátně jednotné a integrované – a legislativně zajišťující tento model, vyžaduje identifikaci objektivních faktorů, které volný trh s energií omezují a limitují rozsah reálného tržního prostředí.

Analýzou a zhodnocením podmínek a významu energie a elektrizační soustavy v současném společenském reprodukčním procesu můžeme identifikovat ty rozhodující faktory, které omezují volné působení trhu a limitují tržní prostředí:

Společenský reprodukční proces je výrazně (téměř absolutně) závislý na energii, na její spolehlivé a bezpečné dodávce. Důkazem toho je také korelace spotřeby energie na tvorbu HDP i spotřeby na jednoho obyvatele.

Energie je nezastupitelná (nenahraditelná) jinými formami energie ve významné části užití energie, což vylučuje konkurenci. I když se v některých procesech uplatňuje kombinace více forem energie, je energie vždy přítomna. Proto také v případě různých možných kombinací lze při volbě pro určitý segment užití energie posuzovat a hodnotit (i cenově) alternativy kombinací jako celek, nikoli jednotlivé formy energie odděleně. Konkurence je zde omezena právě na kombinace jako celek.

Růst elektrizace energetické bilance země a rozvoj elektrizační soustavy nejsou dlouhodobě zajišťovány alokační funkcí trhu, ale dlouhodobou státní energetickou koncepcí a koncepcí rozvoje elektrizační soustavy. Přitom rozhodující roli hraje dostupnost a životnost primárních zdrojů, obnovitelných zdrojů a druhotných energetických zdrojů, ale i vlastnost energie jako univerzální formy energie, nahrazující všechny ostatní formy energie.

Neskladovatelnost energie (střídavého proudu) vyžaduje nepřetržitou rovnováhu zdrojů a spotřeby v reálném čase, kterou nemůže zajišťovat trh, ale systémová dispečerská služba. S tím souvisí rychlé přechodové jevy (trvajících zlomky sekund a minuty), zajišťované automaticky.

Energetické procesy a toky energie v elektrizační soustavě se odehrávají podle fyzikálních zákonů a objektivních technologických postupů. Proto jsou jednotliví výrobci (popř. výrobní zdroje) a odběratelé z rozvodné sítě navzájem anonymní. Zavedení institutu oprávněného zákazníka, volícího svého dodavatele, nemůže tuto podmínku zrušit, a volba se proto redukuje na získání výhodných dodacích a cenových podmínek. To zvýhodňuje velké odběratele se silným tržním postavením před malými odběrateli ze sítě nízkého napětí (zejména domácnostmi).

Efektivnost integrovaného systému (integrované výrobní soustavy) v reálném čase může zajišťovat systémový (výrobní) dispečink řazením zdrojů a řízením toků energie podle hospodářských kritérií.

Kvalitativní parametry dodané energie jsou standardní a jednotné jak v celé elektrizační soustavě ČR, tak v propojených systémech UCTE a CENTREL a nemohou být předmětem tržní konkurence; trh na nich nemůže nic měnit.

Energie není v reálném čase dobrovolně dodávána dodavatelem na požádání odběratele, ale odběratel si ji podle své potřeby kdykoli odebírá ze sítě sám zapnutím spotřebiče. Dodavatel je ze zákona povinen energii dodat, jestliže jsou splněny technické podmínky. To není v souladu s obchodními vztahy obvyklými u ostatního zboží.

Logistika a marketing nezakládají opodstatnění nezávislého obchodu, protože buď v elektrizační soustavě neexistují (viz. skladování, balení, úpravu, třídění aj.), nebo jsou přímou součástí jednotlivých energetických procesů. Obchod nemá na tyto procesy vliv, nemůže měnit užité parametry dodávané energie.

Všichni odběratelé energie ze sítí integrované elektrizační soustavy jsou účastni na jejich celkových nákladech v poměru svých nároků na tuto soustavu. Jejich podíl na nákladech je stejný, jsou-li stejné jejich nároky a stejný charakter jejich odběru. To je zásada tarifních cen.

#### **2.1.4 Ideální cílový stav a podmínky pro vytváření trhu s energií**

Pouze v konkurenci je spatřena cesta, jak dosáhnout nejnižších možných, avšak ekonomicky zdůvodněných cen elektrické energie, jak motivovat energetické podniky k její efektivní výrobě, a jak minimalizovat negativní dopady energetiky na životní prostředí.

### Liberální ceny

Bez liberalizace v celé energetice nelze přistoupit k trhu s energií. Je nutné zavést konkurenci ve výrobní části energetiky, jejichž náklady tvoří 60% podíl (a více) z celkových nákladů prodávané energie pro konečného uživatele. Zavedení konkurenčního prostředí právě v této části systému energetiky může znamenat největší přínos. Výroba energie nemá charakter přirozeného monopolu. Právní rámec energetiky by měl chránit trh s energií před pokušením politiků zpětně zavádět cenové regulace. Přenos a distribuce zůstávají přirozeným monopoem, a proto poplatky za transport energie by měli zřejmě být v minimální míře regulovány.

Nicméně díky technologickému vývoji čelí tradiční elektrická síť stále silnější konkurenci ze strany malých kogenerací<sup>3</sup> či zavedením supravodivých přenosů energie s nulovými ztrátami, a je více méně otázkou času, kdy i poplatky za přenos budou moci být ponechány působení konkurenčních sil.

### Suverenita spotřebitelů

V cílovém stavu by měl být zcela konkurenční sektor výroby a obchodu s energií. „Všichni spotřebitelé, včetně domácností, by měli mít možnost volby dodavatele elektrické energie“.

Tento stav je vymezen ve směrnici Evropské Unie 2003/54/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s energií, která nahradila směrnicí 96/92/ES, kde byl zaveden pojem oprávněného zákazníka, tj. zákazník, který má právo výběru dodavatele, s nímž uzavírá obchodní vztah na dodávku energie za podmínek převážně určených obchodními partnery. Jde o zcela nový fenomén, jenž rozhodujícím způsobem ovlivňuje systém trhu s energií.

### Vstup do odvětví

Vstup do odvětví výroby by měl být zcela volný, a povolení ke stavbě elektrárny by mělo být vázáno pouze na splnění obecných bezpečnostních a ekologických předpisů. Konkurenci by však měla být alespoň částečně otevřena i distribuce – při zapojování nových spotřebitelů.

---

<sup>3</sup> Kogenerace je společná výroba energie a tepla. Umožňuje zvýšení účinnosti využití energie paliv.

Tento stav byl naplněn přijmutím nové právní úpravy primární energetické legislativy, tzv. „energetického zákona“ č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, který odstranil nedostatky platné energetické legislativy<sup>4</sup> a zajišťoval harmonizaci legislativy ČR s legislativou EU.

Mezi nedostatky, které existovaly v dosavadní praxi, byl především určen základní regulační rámec, který definoval práva a povinnosti regulačního orgánu, tzv. Energetického regulačního úřadu (ERÚ), mimo jiné i v oblasti koncipování sekundární legislativy (vyhlášek provádějících jednotlivé paragrafy energetického zákona vymezující regulační činnost, mezi které patří zmocnění k udělování licencí k podnikání, jejich modifikace a zrušení).

#### Přístup k sítím a investice

Směrnice Evropské unie nám dává možnost zvolit si jednu ze dvou alternativ organizace přístupu k sítím – tzv. jediný kupující (SB – Single Buyer) nebo přístup třetích stran (TPA – Third Part Access) – jednu ze dvou alternativ zajištění nových investic – tzv. nabídkový nebo autorizační postup.

Ve vztahu k liberalizaci energetických trhů v ČR aplikuje výše zmíněný energetický, Zákon č. 458/2000 Sb., princip přístupu TPA k přenosovým a distribučním sítím a právo odběratele energie zvolit si svobodně svého dodavatele energie, na rozdíl od modelu jediného kupujícího, kde jeden státem určený subjekt vykupuje energii od všech výrobců, aby ji dále prodal spotřebitelům. Zákon rovněž přiblížil podmínky podnikání v energetickém odvětví k tržním podmínkám podnikání. V energetickém zákoně se poprvé objevil pojem *trh s energií* a *účastník trhu s energií*, mezi které byli zařazeni:

- výrobci,
- provozovatel přenosové soustavy,
- provozovatelé distribučních soustav,
- operátor trhu,
- obchodníci s energií,

---

<sup>4</sup> Zákona č. 222/1994 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o Státní energetické inspekci.



- koneční zákazníci,
- poskytovatelé podpůrných služeb.

Stejně tak je dáván přednost autorizačnímu postupu zajištění investic, kde elektrárny staví výrobci pouze na základě svého podnikatelského rozhodnutí a nesou veškerá finanční rizika případného neúspěchu, oproti nabídkovému přístupu, kde stát se staví do role centrálního plánovače a organizuje výběrová řízení na stavbu nových kapacit.

Rozhodnutí o dalších investicích do oblasti energetiky je nutné ponechat až na období po deregulaci a liberalizaci, protože bez reálných cen a konkurenčního prostředí nelze provádět rozhodování o desítkách miliard a racionálně ekonomicky kalkulovat. Jediná rada zní – provedme deregulaci a liberalizaci rychle a soukromí vlastníci a spotřebitelé rozhodnou sami o tom, kdo, kde a jakou elektrárnu postaví.

#### Postavení sítí

Zcela zásadní význam pro fungování konkurenčního trhu s energií má postavení přenosové soustavy a dispečinku. Řízení přenosové soustavy by mělo být vlastnický odděleno od výroby a obchodu. Pro dispečink a přenosovou soustavu by měla vzniknout samostatná akciová společnost, která by zajistila skutečně nediskriminační, transparentní přístup k sítím, a to za přiměřené poplatky.

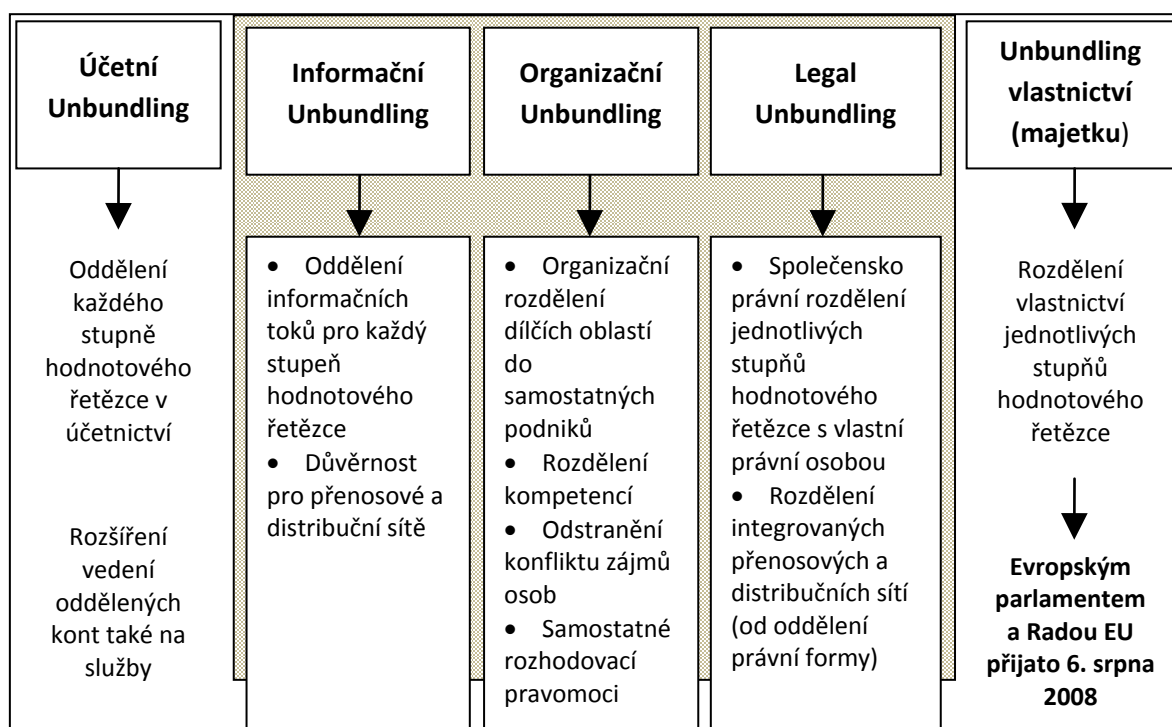
V důsledku směrnice EU 96/92/EC a její novely byly odpovědnosti na národní úrovni, včetně restrukturalizace celé energetiky, nově definovány. Nejvýraznější změnou, která se týká oblasti energetiky je tzv. „legal unbundling“, neboli právní, organizační a rozhodovací rozdělení vertikálně integrovaných energetických společností. Touto společností označujeme společnosti, které provozují alespoň dvě z činností výroba, přenos, distribuce/dodávka energie konečným zákazníkům.

V důsledku unbundlingu (Obr. 3) se z integrované energetické společnosti oddělí samostatná síťová společnost. Jedná se o:

- I. Účetní unbundling znamená odděleně vedené účetnictví vnitřní organizační jednotky v souladu s relevantními účetními předpisy.

- II. Manažerský, nebo-li organizační unbundling se rozumí existence vnitřní organizační jednotky s vedoucím, který není přímo podřízen vedení společnosti.
- III. Právní unbundling znamená vytvoření samostatného právního subjektu.
- IV. Vlastnické oddělení označuje existenci samostatného právního subjektu vlastněného jiným právním subjektem, nikoli ostatními účastníky trhu.

Obr. 3



Formy unbundlingu a zpřísnění dle návrhu nové směrnice EU

Zdroj: [1]; (vlastní zpracování)

Z právního pojetí unbundlingu ve světle moderní teorie přirozeného monopolu (W. J. Baumol, J. C. Panzar, R. D. Wilig), kdy formálně existuje přirozený monopol vždy, když národohospodářská funkce nákladů vykazuje úplně nebo v částech striktní subaditivitu<sup>5</sup>, vyžaduje oddělení předřazených a následných trhů od přirozeného monopolu, což platí pro výrobu energie, která je organizována na bázi soutěže pro obchod se zbožím a její distribuci.

<sup>5</sup> Striktní subaditivita nákladu je, že výroba jednoho produktu (kombinace produktů nebo služeb) jednou firmou je méně nákladná, než výroba stejného výstupu dvěma či více firmami, tedy, že, zjednodušeně řečeno, když jednotkové náklady monotónně klesají s rostoucí produkcí a neexistuje bod zvratu při dané technologii odvětví.

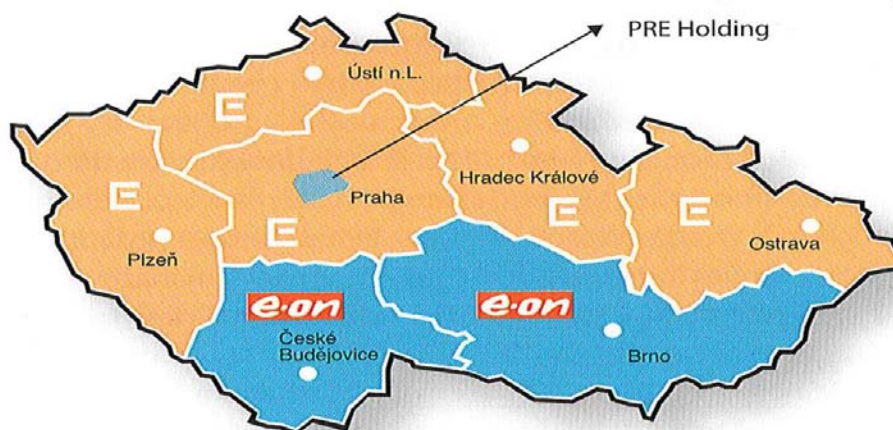
Oddělením trhů má být vyloučeno zneužití monopolní renty z provozu sítí integrovanou společností a eventuální ovlivňování předřazené výroby energie a následného trhu s energiemi. Také má být zabráněno využití monopolního postavení.

Závěrem lze konstatovat, že právní unbundling (legal unbundling) požaduje společensko-právní rozdělení jednotlivých stupňů hodnotového řetězce. Tento nový požadavek zahrnuje všechny předchozí formy unbundlingu, přičemž vlastnictví majetku zůstává nedotčeno.

V energetice to znamená oddělení provozovatele přenosové soustavy, v tomto případě akciové společnosti ČEPS, která vznikla roku 1998 vyčleněním z akciové společnosti ČEZ, zajišťující přenos a dispečink, a oddělení provozovatele distribuční soustavy od ostatních činností, v tomto případě k 1. lednu 2006 působilo na našem území tři významné společnosti (Obr. 4) ČEZ, E.ON a skupina Pražská energetika, Holding, a. s. (PRE), kterými jsou obchod nebo výroba energie.

Tyto distribuční společnosti, tzv. REAS (rozvodná energetická akciová společnost), se zabývají distribucí a prodejem energie spotřebitelům, za pomoci 110 kV, 35 kV, 22 kV, 10 kV a 380/220 V sítě, a její nákupem z přenosové soustavy. Vykupují rovněž energii od regionálních a drobných výrobců.

Obr. 4



Distribuční společnosti v ČR – rok 2005

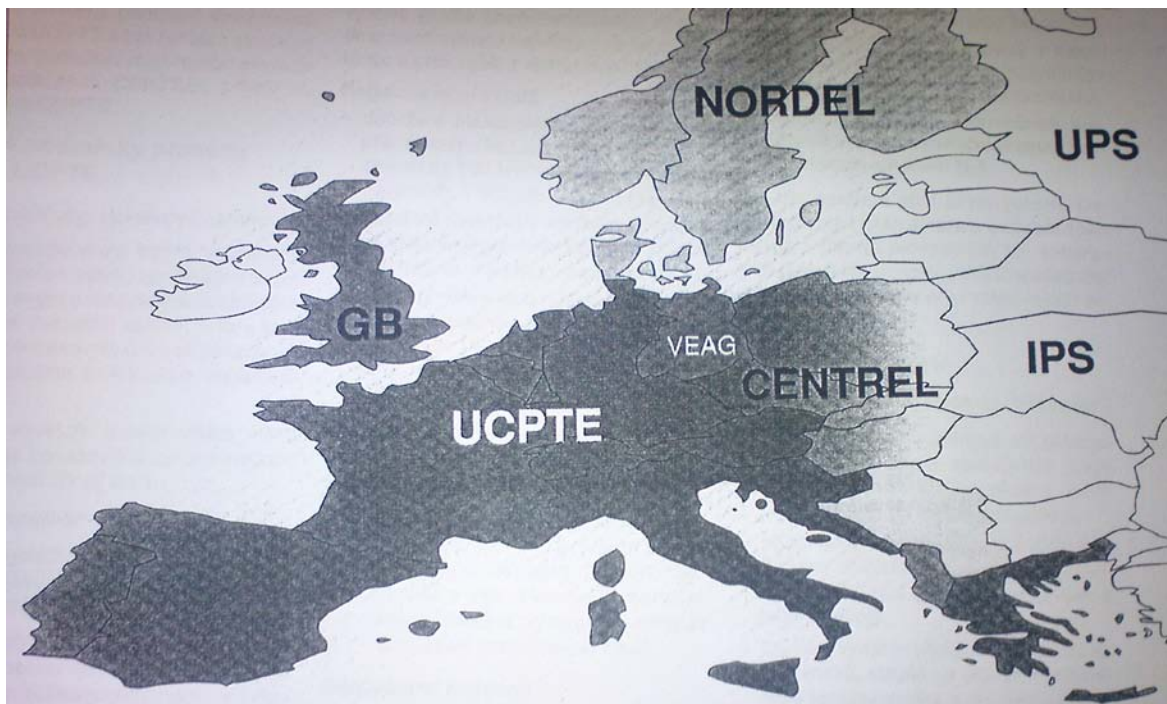
Zdroj: [4]

### Liberalizace zahraničního obchodu

Trh s energií získává stále více nadnárodní charakter. Proto by měl být zcela liberalizován dovoz a vývoz energie. Možnost dovozu energie velmi účinně omezí dominantní postavení ČEZu na českém trhu. Rozvoj mezinárodního obchodu může narážet na omezené kapacity propojení naší soustavy se zahraničím – spotřebitelé, obchodníci či kdokoli jiný by proto měli mít možnost na vlastní náklady provádět posílení kapacity přenosové sítě a její provozovatel nesmí mít pravomoc odmítnout žádosti o posílení kapacity.

K částečnému splnění tohoto stavu přispělo bezproblémové a synchronní propojení elektrizační soustavy České republiky (ES ČR), která je součástí společenství CENTREL (elektrizační soustavy Polska, Slovenska, Maďarska – příloha A), se západoevropským společenstvím UCPTE, jehož součástí je také balkánský poloostrov a Řecko. Soustava UCPTE je propojena s Velkou Británií a s uskupením severských zemí NORDEL.

Obr. 5



Přehled uskupení energetických soustav v Evropě

Zdroj: Energetika 1/1997, str. 16

## 2.2 Teorie přirozeného monopolu

S pojmem přirozený monopol se setkáme snad v každé diskusi o regulaci energetiky a často bývá aplikován i na odvětví, která přirozeným monopolem nejsou.

Typickým atributem většiny odvětví technické infrastruktury je přirozený monopol. To znamená, že odběratel infrastrukturních služeb má z technických důvodů omezenou volbu jak svou potřebu uspokojovat, nezářídka má volbu jedinou. Stěží si lze představit náhradní plnění dodávky elektrické energie, resp. případná náhradní řešení jsou použitelná spíše teoreticky nebo okrajově až ojediněle.

Úloha přirozeného monopolu je při fungování technické infrastruktury nezanedbatelná. I když jde o monopol přirozený, tzn. takový, jemuž se nelze vyhnout, neboť vyplývá z technické podstaty odvětví, je třeba počítat i s rizikem zneužití monopolu.

### 2.2.1 Principy regulace

Teoretické zdůvodnění státních zásahů v mikroekonomické sféře do struktury odvětví a chování podnikatelských subjektů prostřednictvím regulačních institucí nebo antimonopolního zákonodárství se pohybuje ve dvou extrémních polohách.

- **Normativní teorie regulace** neboli „tradiční pohled“ vycházející z otázky, ve kterých případech jsou státní zásahy do soutěže skutečně smysluplné a nutné „...*můžeme z ekonomických důvodů regulovat?*...“. Většinou se mezi tržní selhání počítají přirozený monopol, zničující konkurence a externality. Normativní teorie regulace je teorií tržních poruch a vychází z principu ochrany veřejného zájmu (např. R. W. Boadway a N. Bruce, R. Soltwedel, Hal R. Varian a dosud jádro výkladu učebnicového charakteru – D. Heymann, P. A. Samuelson).
- **Pozitivní teorie regulace** neboli „ekonomická teorie regulace“, která zkoumá konkrétní politická, historická a ekonomická východiska regulace, podstatu jejich nástrojů a míru jejich využívání „...*proč regulujeme a budeme regulovat?*...“. Za

příčinu tržních selhání označuje selhání vlády, která považuje regulaci za nástroj k udržení vlastních výhod v odvětvích chráněných regulací. V souladu s tím doporučuje co nejširší deregulaci, aby byly co nejvíce minimalizovány důsledky těchto selhání (např. G. J. Stigler, A. E. Kahn, M. Waterson, H. Klodt, K. D. Schmidt)

Oba teoretické přístupy se vyvíjely vedle sebe, jejich závěry jsou ale diametrálně odlišné a částečně tak snižují ekonomickou racionalitu státních regulačních zásahů, protože odpovědi na pozitivní otázku „...proč regulujeme ...“ jsou velmi zřídka v souladu s odpovědí na normativní otázku „...můžeme regulovat?...“.

Tradiční normativní přístup k regulaci vymezoval okruh odvětví, v nichž by měla regulace suplovat trh, spíše intuitivně. Jedná se o sféry působnosti tzv. veřejně prospěšných podniků a výroby charakteristických úsporami z rozsahu (tento přístup byl zakotven v některých dokumentech české energetické legislativy), jejichž nákladové křivky klesají se vzrůstem výstupu. Existence tohoto tzv. přirozeného monopolu byla ospravedlňována vyšší efektivností v porovnání s konkurenčním uspořádáním trhu.

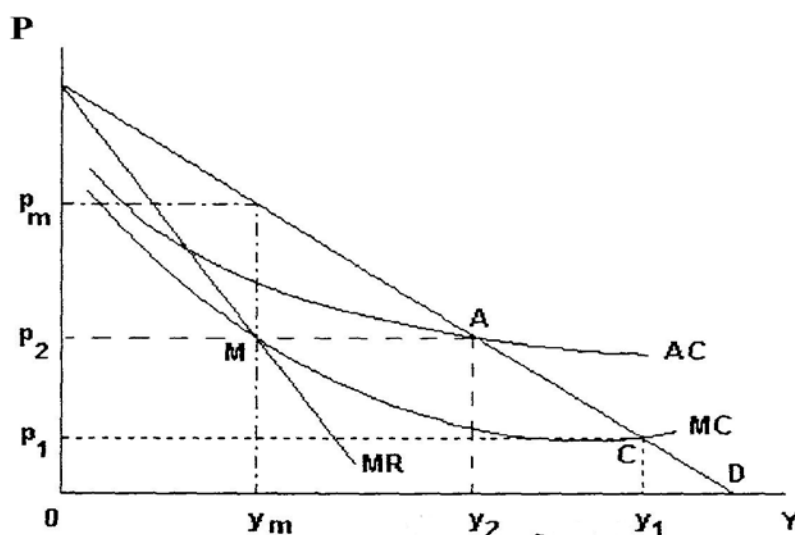
Moderní teorie přirozeného monopolu (W. J. Baumol, J. C. Panzar, R. D. Willig) nepodporuje žádná apriorní tvrzení o existenci přirozeného monopolu v libovolném odvětví pouze na základě jeho specifik, historických souvislostí nebo analogie se stavem v jiných státech nebo odvětvích. O přirozeném monopolu lze podle této teorie hovořit jen tehdy, potvrdí-li se na empirických datech nákladová subaditivita, tedy, že výroba jednoho produktu (kombinace produktů nebo služeb) jednou firmou je méně nákladná, než výroba stejného výstupu dvěma či více firmami.

Ale i v případě, že je existence přirozeného monopolu v určitém odvětví nebo u konkrétní firmy prokázána, ekonomická teorie regulace nepreferuje žádný ze známých, ať již kratší či delší dobu aplikovaných nebo pouze hypotetických regulačních mechanismů (R. Schmalensee, J. Stiglitz, M. Waterson).

Problém regulace přirozeně monopolního trhu spočívá jak v jeho odlišnosti od dokonale konkurenčního prostředí<sup>6</sup> konkurenčního trhu, tak i od trhu monopolního. V dokonale konkurenčním prostředí jednotlivé firmy alokují výstupy takovým způsobem, že všechny produkují při nejnižších průměrných nákladech (tím se řeší problém efektivity nákladové struktury odvětví). Dále řeší problém efektivní cenové struktury, kdy spotřebitelé platí ceny rovnající se mezním nákladům. Na monopolním trhu však rovnováha určuje takový objem produkce a odpovídající cenu, že příjem monopolu se rovná mezním nákladům. V porovnání s dokonalou konkurencí je to neefektivní, neboť výstup je nižší a cena vyšší. V případě, že se nejedná o přirozený monopol, lze nabídnout zvýšení efektivity rozbitím monopolu a podporou konkurence.

Naopak v případě přirozeného monopolu by takovéto řešení vedlo ke ztrátě efektivity, neboť náklady přirozeného monopolu na daný objem výroby jsou nižší než součet nákladů dvou či více firem v určitém odvětví. Avšak ponechá-li se přirozený monopol bez kontroly a dohledu, stanoví úroveň výstupu pouze pro něj přijatelně. Pro regulační opatření se indikují postupy, jež jsou ilustrovány na Obr. 6.

Obr. 6



Analýza nákladovosti monopolu

Zdroj: [11]

<sup>6</sup> Mnoho malých výrobců, kteří maximalizují svůj zisk z prodeje homogenního produktu za tržní cenu, kterou z žádných výrobců nemůže ovlivnit, a to bez překážek konkurenci.

Křivka průměrných i mezních nákladů (AC a MC) je klesající pro veškerou poptávku na trhu (křivka D). Rovnováha monopolu nastane v průsečíku křivky mezních příjmů a mezních nákladů  $M \{MR; MC\}$ . Tomuto průsečíku odpovídá monopolní cena  $p_m$  a výstup  $y_m$ .

#### Regulace ceny na úroveň mezních nákladů

První navrhovaný postup doporučuje stanovit cenu  $p_1$  (výstup  $y_1$ ) v průsečíku poptávkové křivky s křivkou mezních nákladů  $C \{D; MC\}$ , jak by odpovídalo konkurenčnímu optimu (Obr. 6). V případě soukromého provozování přirozeného monopolu je toto řešení bez státní subvence neschopné života, neboť cena  $p_1$  nepokryje monopolní firmě její průměrné náklady AC.

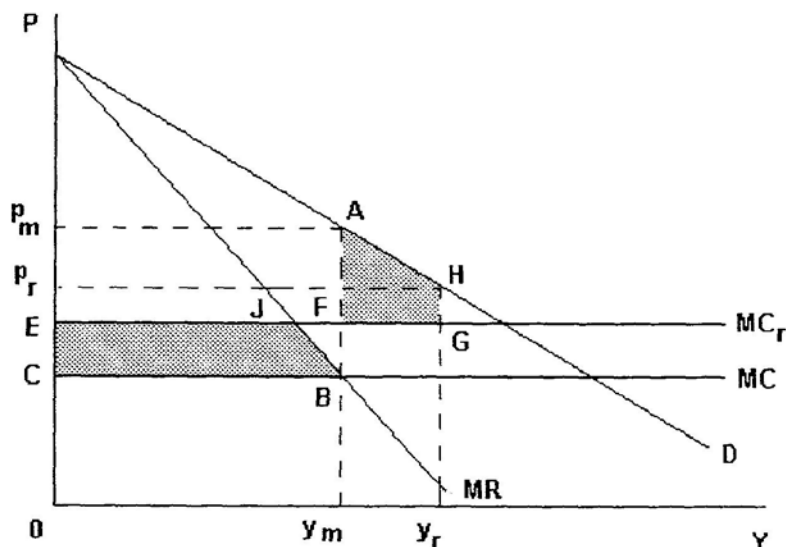
Dotace ze všeobecného zdanění jsou terčem problému a kritiky, jejich stále vyšší potřeba k pokrytí většinou narůstajícího deficitu vyvolávají poruchy a ztráty efektivnosti v jiném místě ekonomiky. Obecně též neexistuje žádný rozumný důvod, proč by daňoví poplatníci měli přispívat spotřebitelům produktů přirozeného monopolu.

#### Regulace ceny na úroveň průměrných nákladů

Jde o nejčastěji doporučovaný teoreticky propracovaný a prakticky uplatněný postup. Na Obr. 6 jde o průsečík poptávkové křivky a křivky průměrných nákladů  $A \{D; AC\}$  s odpovídající cenou  $p_2$  a množstvím  $y_2$ . Regulační postup se zakládá na odhadu normální míry výnosnosti z použitého kapitálu. Základním problémem tohoto přístupu v praxi však je, že vychází z účetních, nikoliv ekonomických nákladů, čímž regulované firmy motivuje k neefektivnosti – především k přeinvestování. Tento jev je popisován jako Averch-Johnsonův efekt a znázorněn v Obr. 7.



Obr. 7



Nákladová neefektivnost vyvolaná regulací

Zdroj: [11]

Nákladová neefektivnost vyvolaná regulací je vyjádřena vzestupem mezních nákladů – posun z úrovně MC na  $MC_r$  (Obr. 7). Ze zobrazení je zřejmé, že společenský efekt regulace vyvolaný nárůstem výstupu z  $y_m$  na  $y_r$ , po stanovení regulované ceny  $p_r$  (nižší, než monopolní cena  $p_m$ ), může být převážen náklady vyvolanými zmíněným nárůstem mezních nákladů z MC na  $MC_r$ . Plocha čtyřúhelníku AFGH vyjadřuje zisk společnosti z regulace, zatímco plocha čtyřúhelníku BCEJ společenské náklady způsobené regulací.

V regulační praxi dochází k omezení použití regulace cen podle výnosové míry kapitálu, neboť vede k přeinvestování odvětví a v podmínkách poměrně omezeného trhu s energií vytváří v odvětví i vysokou bariéru zapuštěných nákladů.

#### Regulace ceny aukčním principem

Jde o postup navrhovaný Haroldem Demsetzem<sup>7</sup>, kdy zájemci o provozování přirozeného monopolu se v dražbě – aukci svými cenovými nabídkami postupně přibližují k úrovni

<sup>7</sup> Harold Demsetz (\*1930) ekonom a představitel směru tzv. nového institucionalismu, který na je rozdíl od (neo)institucionalismu charakteristický metodologickým individualismem, využívá nástroje standardní ekonomie a často používá i matematiku. Mezi jeho hlavní díla patří „Toward a Theory of Property Rights“, AER (1967), kde pracuje s ekonomickými teoriemi vlastnictví jako předpokladu pro efektivnost

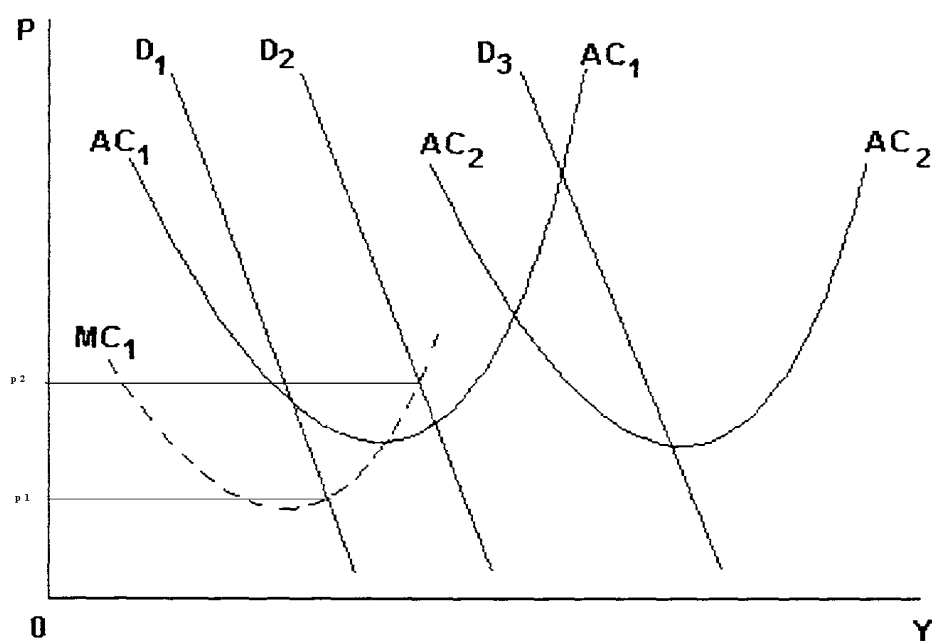
ceny  $p_2$  (viz. Obr. 8) pokrývající skutečné ekonomicky průměrné náklady, takže klasická regulace s vynaložením nákladů vstupem regulačních subjektů není nutná.

#### Regulace ceny v prostředí postupně otevíraného trhu

Výše popsané modely regulace přirozeného monopolu se přiblíží realitě respektováním známé skutečnosti, že rostoucí mezní a průměrné náklady nejsou v rozporu s existencí přirozeného monopolu a subaditivitou nákladů a dále respektováním faktu, že přirozený monopol je založen nejen na nákladové výlučnosti, ale i na změnách v poptávce.

Původní model se tedy upraví tak, že se prodlouží nákladové křivky AC a MC a postupně se posouvá doprava poptávková křivka D. Jde o v praxi uplatněný postup, který se vyskytuje například při otevírání dříve chráněného trhu. Pak vznikne několik kvalitativně odlišných situací zobrazených v následujícím Obr. 8.

Obr. 8



Postupné otevírání trhu a zvyšování poptávky

Zdroj: [11]

---

a ekonomická teorie vzniku vlastnictví; „Production, Information Costs and Economic Organization“, AER (spolupráce s Armenem A. Alchianem, 1972), kde pracuje na zobecnění Coasova teorému, problém Principal-Agent.

Jestli se poptávková křivka posune z  $D_1$  do  $D_2$ , potom protne křivku mezních nákladů na takové úrovni ceny  $p_2$ , že ani při regulaci na tuto mezní úroveň ceny není nutná dotace, protože mezní náklady jsou vyšší než průměrné. Současně však přitom vzniká nebezpečí vstupu konkurující firmy na úrovni cen nižších než je daná  $p_2$ . Přirozený monopol se v této situaci stává neudržitelný, může vyústit v tzv. zničující konkurenci – firma vstupující na trh ničí ideální tržní strukturu odvětví a trh zavedené firmy. Pak se doporučuje regulace vstupu nových firem a kontrola cen u zavedené firmy, aby nedosahovaly úrovně takové, že by přitahovaly konkurenci.

V případě posunu poptávkové křivky do úrovně  $D_3$  vzniká prostor pro přirozený duopol, tj. takové uspořádání na trhu, kdy celkovou poptávku uspokojí s nejnižšími náklady právě tyto dvě firmy (dalšími posuvy poptávkové křivky  $D$  doprava se dostaneme k znázornění oligopolu až konkurence).

Důležitou praktickou otázkou je, jakou roli by mohly hrát v konkurenci soupeřící firmy v odvětví, které je považováno za přirozený monopol. Z předchozího by mohlo vyplývat, že přirozený monopol je z hlediska definice efektivnější než libovolný soubor firem, jež by mohly být výsledkem vstupu soupeřících firem na trh. Je ale podstatné, že podmínku subaditivity nákladů nelze v praxi jednoduše ověřit – žádný státní orgán si nemůže být jist, zda firma kterou reguluje, je nebo není přirozeným monopolem. (Potenciální soupeři nebudou akceptovat nároky monopolistů na subaditivitu, když zjistí, že vstupem do odvětví lze dosáhnout zisk.) Rovněž sami monopolisté si nemohou být úplně jisti, zda jejich postavení je přirozeně monopolní. Zatímco zmíněná subaditivita nákladů odpovídá technologickým nebo organizačním úsporám, ke kterým se lze v rámci firmy dostat a případně je empiricky měřit, otázka vstupu do odvětví zahrnuje ale těžko definovatelnou strategii potenciálních vstupujících firem – předvídaní odezvy monopolů na tyto vstupy a jejich následné chování. Pak může motivace pro vstup na přirozeně monopolní trh nastat i tehdy, když výroba s minimálními náklady vyžaduje pouze objektivně jedinou firmu na trhu.

Pro přirozený monopol s jedním výstupem pak udržitelnost znamená, že existují takové ceny a výstup, že vstup do odvětví není pro soupeřící firmy atraktivní, veškerá poptávka je

uspokojena, příjmy kryjí celkové náklady produkce. Postačující podmínkou udržitelnosti je pokles průměrných nákladů výroby s nárůstem výstupu. Avšak když průměrné náklady nejdříve klesají a pak rostou, přirozený monopol není dlouhodobě udržitelný.

### **2.2.2 Přirozený monopol v energetice**

Energetická odvětví patří mezi segmenty trhu, kde jsou problémy s vysokou mírou monopolizace a koncentrace tržní síly monopolu, a kde jsou významnou složkou ekonomické struktury státu, jež mají zcela specifické postavení. Tradiční model horizontálně a vertikálně integrovaného ČEZ, s. p. (České energetické závody) procházel restrukturalizací od roku 1990. Byly vytvořeny zásadní strukturální změny, jejichž cílem bylo vytvořit podmínky pro vznik tržního prostředí. Začal proces demonopolizace ČEZ, s. p., odpovídající centrálně plánované ekonomice, přes oddělení distribuce od výroby a přenosu při vzniku ČEZ, a. s. až po vydělení do samostatné dceřiné společnosti ČEPS, a. s.. Od služeb poskytovaných akciovou společností ČEPS se odvíjí postavení na trhu, kdy v rámci licence, tj. přenos elektrické energie a systémové služby, který má charakter přirozeného monopolu. Tento distribuční rozvod energie (nesprávně nazývaný distribuce) není přirozeným monopoem ze své podstaty, která je mu fyzicky vlastní, ale proto, že zajišťování stejného souhrnného množství energie na stejném území dvěma nebo více paralelními rozvody je zjevně a prokazatelně ekonomicky neúnosné a ztrátové, a tedy i nekonkurenční.

„Přirozený monopol je firma nebo odvětví, jejichž průměrné náklady na jednotku produkce klesají v celém rozsahu výstupu, jako například v místním rozvodu energie. V takové situaci jediná firma, monopol, může nabízet produkt daného odvětví efektivněji, než kdyby o to usilovalo několik firem.“

V ekonomické teorii je přirozený monopol definován jako stav, kdy určitý produkt vyrobí jeden výrobce za nižší náklady než více výrobců vzájemně si konkurujících. Platnost této definice lze plně prokázat v zásobování elektrickou energií. Z hlediska elektrizační soustavy je možné na váhu přidat již zmiňovaný faktor technologický, tj. stav, kdy

monopol je podmíněn i technologickými vlastnostmi výroby produktu, resp. jeho zajištění pro konečnou spotřebu.

Všeobecně se uznává, že podmínkám přirozeného monopolu plně odpovídá rozvod elektrické energie, tj. přenos a distribuce. Na určitém území, jakkoli velkém, neexistuje možnost konkurence již proto, že by bylo nutné pro zajištění distribuce stejného množství energie vybudovat tolik, kolik by bylo konkurenčních distributorů. Tím by se násobily investice, náklady distribuce a tarifní ceny pro spotřebitele. V tomto případě je nesmyslnost konkurence tak průhledná, že ji pozná i laik.

Jakkoliv lze řetězec výroby – přenosy – distribuce – spotřeba považovat za jeden technický systém (Obr. 9), nepředstavuje to přirozený monopol, neboli technické systémové propojení celé elektroenergetiky nemůže být důvodem pro tvorbu institucionálního nebo přirozeného monopolu. Rovněž konec rozvodného řetězce, tj. konečnou spotřebu (spotřebitele), lze technicky pojmut do systému (sítě), avšak i zde vzniká konkurenční prostředí.

Pouze u přenosu a distribuce energie lze ve střednědobém horizontu hovořit o přirozeném monopolu (obvykle mu v minulosti napomáhal institucionální monopol), ovšem je nutno poznamenat, že i přirozený monopol může zaniknout vstupem konkurence s novou technologií na trh, např. zavedením supravodivých přenosů energie.

Obr. 9

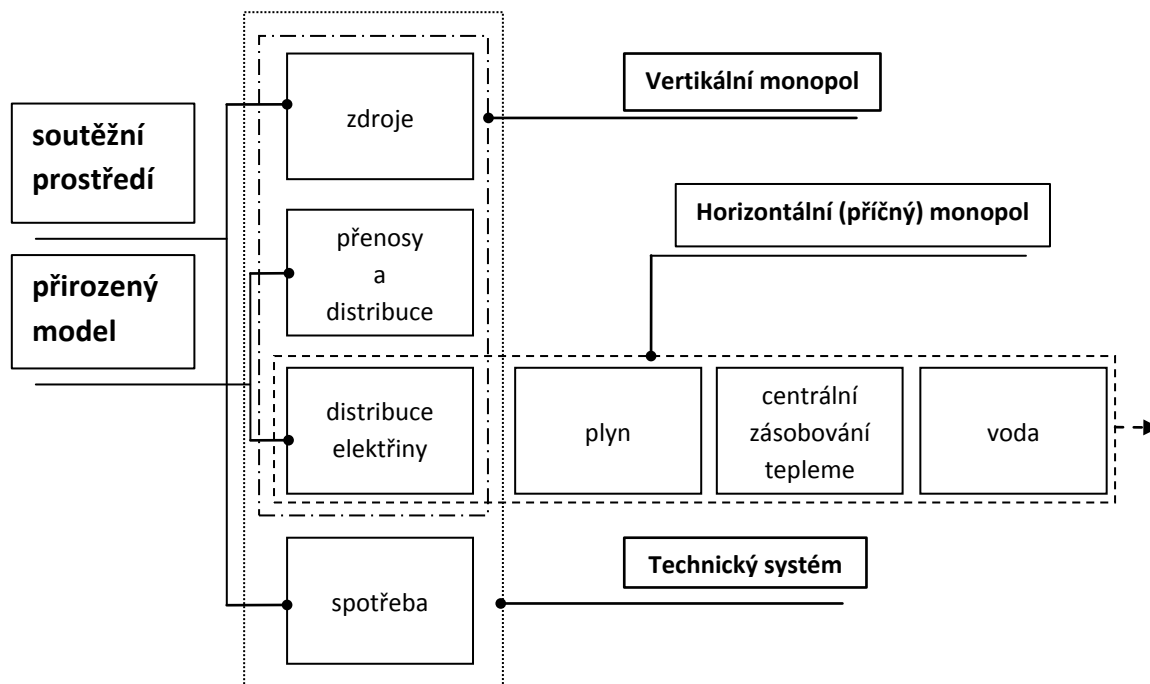


Schéma monopolních vazeb

Zdroj: [1]; (vlastní zpracování)

Vertikální a horizontální monopoly se historicky vytvářely v jednotlivých státech rozdílně, ale relativně do podobného organizačního modelu založeného na:

- 1) koordinaci nasazování výrobních zařízení (podle míry přínosu),
- 2) dlouhodobého plánování,
- 3) řízení s vysokým stupněm regulace.

Charakteristickými vlastnostmi tohoto modelu jsou:

- 1) vertikální integrace
- 2) územní monopol na regionální nebo celostátní úrovni,
- 3) sociální požadavky na zásobování elektrickou energií,
- 4) požadavek spravedlnosti
- 5) a podpora ekonomického a sociálního rozvoje

Převažující výskyt tohoto modelu se vysvětluje investiční náročností všech tří článků energetiky, tj. výroba, přenos a dispečerské řízení, distribuce).

Horizontální monopol vytváří společnost, která sdružuje různé služby monopolním způsobem, tj. využívá typické výhody sdružení (economies of scope) s možností vyrovnávat nasazení jednotlivých faktorů, vyrovnává výsledky mezi ztrátovými a ziskovými středisky (profit-centers) a má provozní výhody koncentrace a pozic na trhu (economies of scale).

Takto postupují komunity při sdružování různých služeb, jako je zásobování energií, plynem, dálkovým teplem, likvidace odpadů, doprava apod. Tyto „horizontální monopoly“ nabyly velkých rozměrů. Dochází k přerozdělení hospodářského výsledku mezi dílčími trhy podniku (koncernu) pomocí interních subvencí.

Pro sdružení (podniky, společnosti) je charakteristická koordinace služeb, činností, racionální řízení a možnost interního přerozdělování hospodářského výsledku (interní subvencování), daňové výhody a odlehčení rozpočtu komunity.

### **2.2.3 Nahrazení regulovaného monopolu konkurencí**

Neoliberální kritika začala poukazovat na skutečnou nebo předpokládanou disfunkci regulovaného monopolu a navrhovala jeho nahrazení konkurencí, což má za následek současný stav změn v organizaci a regulaci energetiky. Současné reformy se někdy interpretují jako nevyhnutelný pohyb směrem k privatizaci a deregulaci v důsledku špatného fungování dosavadního organizačního modelu, případně vyčerpání jeho možností, za kterými může stát např. absence motivace ke zvyšování účinnosti. Kritika zpochybňuje základní ingerence státu, tj. státní vlastnictví, regulaci a stanovení politických a sociálních cílů.

Důvody odklonu od tradičních organizačních modelů energetiky jsou na snadě. Zejména technický vývoj vede ke změně charakteru veřejně prospěšných služeb a rozšiřuje oblasti soutěže. Výroba energie není přirozeným monopolem a nemá žádná exkluzivní práva. Technický pokrok umožňuje dopravovat energii na velké vzdálenosti při použití velmi vysokého napětí.

Dále jeden z hlavních příčin inklinace ke konkurenci je efektivnost monopolů, zejména státních nebo ve veřejném vlastnictví, je zpravidla nižší než v podnicích, které fungují v konkurenčním prostředí. Zejména zastánci nových pravidel energetického systému vidí pozitiva na:

- koncentraci na hlavní předmět podnikání
- vyšší tlak na efektivnost podnikání vlivem vyšší průhlednosti nákladů a výnosů, jakož i jednoznačně ohraničená odpovědnost
- vyšší podnikatelská samostatnost
- větší možnost pro cílený výběr partnerů pro kooperaci, účasti a fúze a tedy větší možnost vytvářet sítě podnikání, resp. řetězce
- a v poslední řadě i možnost společného vystupování na trhu

## **Shrnutí**

Energetické odvětví je soubor podmínek zabezpečujících fungování ekonomiky územního celku. Označuje se též jako společenský režijní kapitál. Část energetického odvětví, u níž převažuje technický charakter, zejména přesuny energií se označuje jako přenosová soustava. Energetické odvětví jako celek (a přenosová soustava obzvlášť) působí jako multiplikátor, zvyšuje tedy ekonomický potenciál území. Charakteristickým atributem všech odvětví spadajících do přenosové soustavy je přirozený monopol. To klade zvlášť významné nároky na kontrolu ze strany veřejné správy, ať již prostřednictvím antimopolních úřadů nebo regulací trhu. Veřejný charakter služeb elektrizační soustavy vyžaduje, aby byl zajištěn určitý stupeň zabezpečení fungování i za mimořádných provozních stavů. Je tedy regulérní mít k dispozici provozní rezervy, které ovšem ovlivňují efektivnost využití vybudovaných kapacit.



### **3 Regulace v energetickém odvětví**

Regulace<sup>8</sup> v energetice je vymezena právním a regulačním rámcem, které nelze posuzovat odděleně. Regulační rámec musí odpovídat struktuře energetického průmyslu, vlastnictví a musí být ve shodě s cíli energetické politiky, které mají velký vliv na jeho charakter a vymezení. Zvláště důležitým faktorem ovlivňující typ regulačního rámce je vlastnictví.

Tam, kde existuje vertikálně integrovaný monopol vlastněný státem, je formální síla vlády, vyjádřená energetickou legislativou. V tomto případě téměř neexistuje rozdíl mezi regulací a energetickou politikou.

Na druhé straně tam, kde je energetické odvětví privatizováno, existuje potřeba jasného rozdělení politiky a regulace, proto, aby mohly soukromé společnosti vstupovat do dlouhodobých investičních závazků.

Obecně je možno vymezit formy státní regulace v energetickém odvětví těch podnikatelských subjektů, které jsou charakterizovány jako přirozené monopoly takto:

#### **3.1 Regulace vstupu na energetický trh**

Vstup na energetický trh je formálně povolen udělením licence, koncese nebo zprvu udělením autorizace. Při udělování tohoto „souhlasu“ bývají odlišeny společnosti podnikající nebo provozující činnost v konkurenční části energetického odvětví od těch, které vykonávají činnost v monopolních částech energetického sektoru (např. přenos a distribuce energie). Společnosti podnikající v monopolních podmínkách potřebují detailnější regulaci, která se ve formě dohody mezi vládou a soukromými společnostmi obvykle nazývá „regulační kontrakt“.

---

<sup>8</sup> Vládní zákony či pravidla vytvořená proto, aby se dosáhlo změny chování firem. Hlavními druhy jsou ekonomická regulace, která ovlivňuje ceny, vstup do odvětví či služby jednotlivých odvětví, jako např. aerolinií, a sociální regulace, která se pokouší korigovat externalitu, jež existují v mnoha odvětvích, příkladem je znečišťování vzduchu nebo vody. (Paul Samuelson a William Noddrhaus: *Ekonomie*)

Česká republika ovšem neuplatňuje ani nevyužívá možností vymezení regulačního kontraktu v primární legislativě. Hlavní výhodou je, že tyto smlouvy se na rozdíl od vyhlášek, které konkretizují jednotlivá práva a povinnosti podnikatelských subjektů v energetickém odvětví, plynoucí z primární legislativy, nedají snadno měnit, což redukuje rizika, jimž investoři čelí při svých podnikatelských aktivitách.

### **3.2 Věcná regulace**

Vedle podmínek charakterizujících podmínky regulace cen jsou též zahrnuty záležitosti jako povinnost dodávky, podmínky nových přípojek k síti, kvalitativní standardy a sociální závazky, které jsou rozhodující pro udržení uspokojivé úrovně kvality služeb.

- 1) definování pravidel trhu, kodexy přenosové a distribuční soustavy,
- 2) definování kvalitativních parametrů dodávek a služeb včetně bezpečnosti dodávky,
- 3) hodnocení kvality vztahů regulovaných společností ke konečným spotřebitelům, mezi něž může patřit standard služeb spotřebitele, jako je např. rychlost opravy poruch a poskytování kompenzace za služby, které jsou pod standardní úrovní.

### **3.3 Ekonomická regulace**

Většinou zahrnuje dohled nad činností regulovaných podniků především z hlediska uplatňovaných cen, výnosnosti investovaného kapitálu, vynakládaných nákladů a dosahovaného zisku, včetně vztahu k poskytované kvalitě jednotlivých služeb. Při výkonu regulace jsou regulátoři proti podnikatelským subjektům v nevýhodě, protože vždy musejí vycházet z podkladů předložených ze strany regulovaných subjektů. Míra předávaných informací a jejich věrohodnost vyplývá vždy z ochoty regulovaných společností spolupracovat s regulátorem.

S vědomím této závislosti na zdroji informací je nutné k regulaci a k jejímu hodnocení přistupovat, neboť může dojít k mnohem závažnějšímu pochybení, a to tzv. regulačnímu selhání, které pramení přímo ze samotné podstaty regulace.

### 3.4 Regulační selhání

Regulační mechanismus automaticky vede regulátory nebo manažery regulovaných podniků k tomu, aby přijímali ekonomicky špatná rozhodnutí a proto cenová regulace neodměňuje nadprůměrnost a netrestá podprůměrnost. V konečném důsledku vede k plýtvání na straně podniků, k vysokým cenám, a ke zvýhodňování politicky vlivných skupin na úkor jiných. Zde je výčet hlavních možných regulačních selhání:

#### Regulační zpoždění

Znamená to, že regulátor není schopen včas reagovat na změny v nákladech a poptávce. Pokud náklady rostou, energetická firma zaznamenává ztráty, doku regulátor nezareaguje zvýšením ceny.

#### Závislost regulátora

Teoreticky by regulace měla být prováděna nestranně s cílem najít společensky optimální řešení, nicméně jejich nezávislost je permanentně ohrožena tím, že jsou většinou zcela odkázáni na informace a expertizu od regulovaných firem, politicky vlivných spotřebitelů či ekologických aktivistů.

#### Otupení motivace k minimalizaci nákladů

Pokud je cena určena jako přírážka k nákladům, dochází k předvídatelnému efektu: Má-li monopol nízké náklady, vydělá. Má-li náklady vysoké, vydělá také. V důsledku toho manažeři ztrácí zájem o hledání úspor v nákladech.<sup>9</sup>

#### Tendence k nadměrnému investování

Díky odvození ceny od rentability aktiv vzniká další perverzní dopad: Čím více monopol proinvestuje, tím více vydělá. Má proto tendenci provádět investičně náročné projekty (např. plánovaná výstavba dalších dvou bloků JE Temelín), které by jinak byly zamítnuty jako neekonomické.<sup>10</sup> Regulace dále zaručuje návratnost všech investic, a monopoly tak

---

<sup>9</sup> Projev, kdy firmy díky otupené motivaci nevyrobí při minimálních nákladech, vymysleli ekonomové termín X-neefektivnost

<sup>10</sup> Tento jev se nazývá Averch-Johnsonův efekt podle autorů, kteří jej poprvé popsali: Averch, Harvey a Leland Johnson ve své knize Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, 1962

mají tendenci provádět i takové investice, které by jinak byly zamítnuty jako příliš riskantní. Do třetice regulace snižuje riziko pro věřitele, kteří jsou ochotni půjčovat za nižší úrok, a poskytuje tím nepřímou investiční dotaci. Kombinace všech tří efektů může někdy vést až k „investičnímu šílenství“, jehož důsledkem jsou nadbytečné kapacity a utopení velkého množství kapitálu v obřích, neflexibilních elektrárnách.

### Ztráta cenové informace

Cena v ekonomice hraje důležitou funkci. Spotřebitelům dává signál o relativní vzácnosti jednotlivých statků, a tím je povzbuzuje ke spotřebě těch méně vzácných a odrazuje od spotřeby těch vzácnějších. Naopak producentům dává signál, aby investovali do výroby relativně vzácnějších statků. Regulovaná cena žádný signál nedává. Pouze odráží náklady na investice do elektráren a výrobu energie v minulosti. Na rozdíl od „normálních“ trhů, kde cena determinuje objem investic, zde investice determinují cenu. Regulovaná cena tak zcela obrací logiku cenové tvorby.

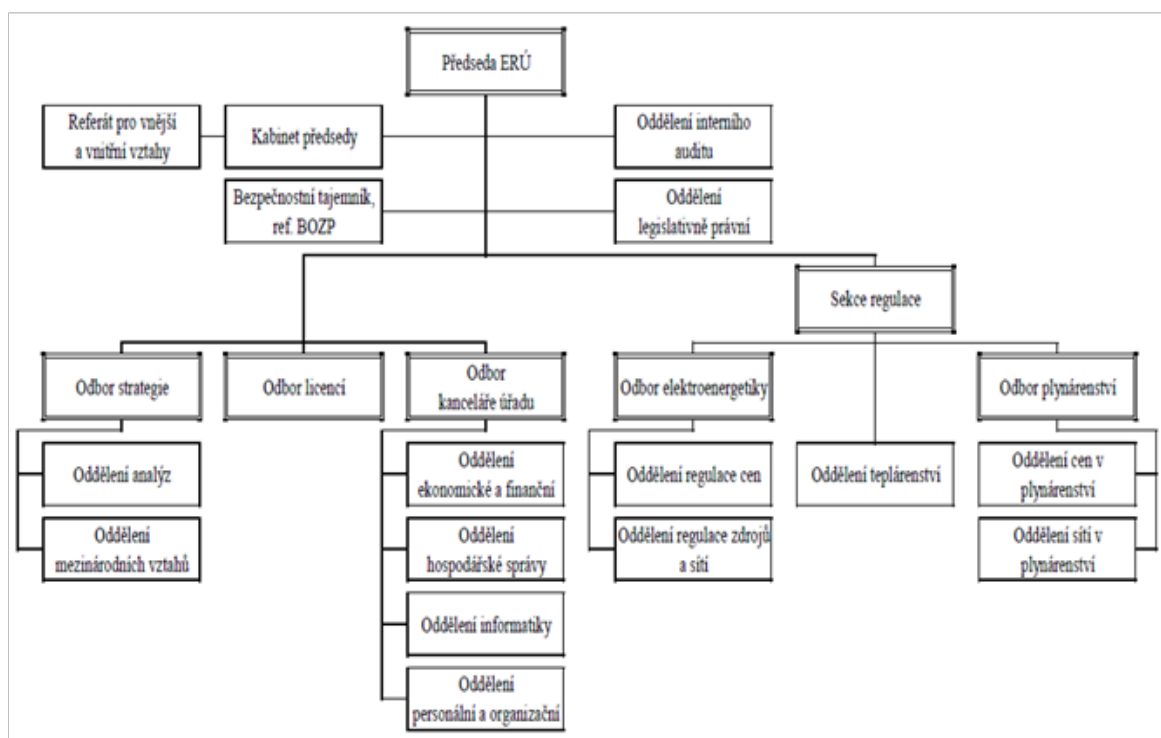
## **3.5 Energetický regulační orgán České republiky (ERÚ)**

Zásadním řešením bylo soustředění výkonu státní regulace pro síťová odvětví do jediného orgánu, který zajišťuje komplexní regulační funkce. Zřízení Energetického regulačního úřadu (dále ERÚ) vyplývá z ustanovení „energetického“ zákona č. 458/2000 Sb. a je podle zákona zřizován jako ústřední orgán státní správy. Energetický regulační úřad přebírá v době svého založení (1. ledna 2001) pravomoci, které dosud v oblasti regulace energetického sektoru vykonávalo Ministerstvo financí a Ministerstvo průmyslu a obchodu.

V působnosti ERÚ je především podpora hospodářské soutěže a ochrana zájmů spotřebitelů v těch oblastech energetického odvětví, kde není možná konkurence nebo kde hrozí zneužití dominantního postavení. Základním principem ERÚ je náhrada tržních mechanismů s cílem zajištění jistoty, spolehlivosti a kvality dodávek energie za přiměřené ceny a vytváření transparentních a nediskriminačních podmínek pro všechny účastníky na trhu s energií.

Sídlo ERÚ se nalézá v Jihlavě a její dislokované pracoviště v Praze. V čele je předseda, kterého na dobu pěti let jmenuje a odvolává vláda ČR. V současné době je jím Ing. Josef Fiřt, který pátým rokem vykonává tuto funkci. Organizační struktura ERÚ je zobrazena níže.

Obr. 10



Organizační struktura k 31. prosinec 2008

Zdroj: Zpráva o činnosti a hospodaření Energetického regulačního úřadu za rok 2008

Obecné cíle regulace jsou konkretizovány do těchto základních regulačních aktivit ERÚ, k jejich naplnění využívá pravomocí vymezených energetickým zákonem:

- řešení sporů vyplývajících z porušení pravidel obchodování<sup>11</sup>, které z důvodu specifik energetického trhu nesnesou odkladu,
- schvaluje pravidla provozování přenosové soustavy a distribučních soustav v energetice,
- dává podněty Státní energetické inspekci<sup>12</sup> k zahájení kontrolního řízení a navrhuje udělení pokut za porušení povinností podle energetického zákona,

<sup>11</sup> Nedojde-li k dohodě o uzavření smluv mezi držiteli licencí a jejich zákazníky.

- d) vykonává působnost při uplatňování, regulaci, sjednávání a kontrole cen v energetických odvětvích<sup>13</sup>,
- e) Vstup na trh – udělování, modifikace a zrušení licencí.

Licence vymezuje podmínky spojené se vstupem na energetický trh a základní práva a povinnosti podnikatelských subjektů. Podmínky pro udělení licence jsou převážně technického charakteru, ale pro určité činnosti může být určeno i území pro podnikání (distribuční činnost). Ekonomické podmínky jsou uvedeny nepřímo požadavkem předkládání podnikatelských plánů.

V níže uvedené Tab. 1 můžeme zaznamenat značný nárůst počtu platných licencí vydaných ERÚ za období 2001 – 2007.

Tab. 1: Počet platných licencí

<b>Licence \ Rok</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
<b>Výroba energie</b>	572	1258	1302	1353	1407	1467	1702
<b>Distribuce energie</b>	147	395	380	348	321	282	281
<b>Obchod s energií</b>	55	87	106	146	274	285	293
<b>Přenos energie*</b>	1	1	1	1	1	1	1
<b>Operátor trhu s energií**</b>	0	0	0	0	1	1	1
<b>Celkem</b>	<b>775</b>	<b>1741</b>	<b>1789</b>	<b>1848</b>	<b>2004</b>	<b>2036</b>	<b>2278</b>

\* ČEPS, a. s. - provozovatel přenosové soustavy ČR

\*\* OTE, a. s. - Operátor trhu s energií v ČR

Zdroj: Výroční zpráva ERÚ 2007; (vlastní zpracování)

Nárůst počtu licencí mezi roky 2001 a 2002 byl způsoben udělování licencí v přechodu z dřívějších autorizací. V následujících letech se požadavky podnikatelských subjektů na vznik, změny a zrušení licencí pro podnikání v energetických odvětvích postupně zvyšovaly. Hlavními důvody modifikací licencí byly především majetkové přesuny mezi držiteli licencí, které byly vyvolány procesy fúzí a rozdělování energetických společností při liberalizaci trhu s energií. Jednalo se hlavně o plnění požadavku na právní oddělení

<sup>12</sup> Státní energetická inspekce (SEI) je podřízena MPO a na návrh ministerstva, ERÚ nebo z vlastního podnětu kontroluje dodržování energetického zákona, zákona o hospodaření s energií, zákona o cenách v rozsahu podle zákona o působnosti orgánů ČR v oblasti cen, podmínky přístupu k sítím, zákona o podpoře výroby energie z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů).

přenosových, přepravních distribučních činností od výroby a obchodu, tzv. unbundling, již zmiňovaný výše.

V roce 2004 a 2005 byl nárůst licencí determinován zejména držiteli licencí na výrobu energie u malých vodních elektráren a žádostmi o licence na výrobu energie z větrných elektráren. V důsledku oddělení dodávky energie od distribučních služeb pokračovalo navyšování počtu obchodníků s energií a snižování počtu licencovaných distributorů.

V roce 2006 a 2007 pokračoval trend zvyšování počtu držitelů licencí pro výrobu energie z malých vodních elektráren, významněji se zvýšil počet žadatelů o licence na výrobu energie z větrných elektráren, projevuje se zájem o využití fotovoltaických systémů k výrobě energie a bioplynu pro využití v kogeneracích. Jedná se o zdroje s malými instalovanými výkony.

Toto zvýšení bylo ovlivněno zejména dotační politikou Ministerstva životního prostředí ČR<sup>14</sup>, podporou výroby OZE, která zaručuje stabilní úroveň podpory po poměrně dlouhou dobu, dále nízkou administrativní náročností na zřízení zdroje a získání licence pro zdroje s nižšími výkony (fotovoltaika). Rozvíjí se bioplynové zdroje, kde je možné ekonomicky výhodné využívání bioodpadu z živočišné výroby – zejména u nových zemědělských (chovatelských) provozů.

### **3.6 Tvorba a stanovení cen**

V minulosti struktura cen energie neodrážela relativní vzácnost energie ani náklady na její výrobu, proto také průměrná cena energetických podniků nestačila generovat finanční zdroje na pokrytí nezbytných rekonstrukcí svých zdrojů a sítí. Energie pro obyvatelstvo byla dotována jako pozůstatek netržního mechanismu tzv. nepřímými křížovými dotacemi<sup>15</sup> z tržeb od spotřebitelů na jiných napětíových hladinách.

---

<sup>13</sup> Zákon č. 526/1990 Sb., o cenách, ve znění pozdějších změn a doplňků

<sup>14</sup> Státní program na podporu úspor energie a využití obnovitelných zdrojů energie, tzv. OZE, pro rok 2007

<sup>15</sup> Poskytovali je na úkor velkoobtěratelů energie domácnostem krajští distributoři energie, Energetika a. s., a to až do 1. 1. 2000

Nepřímé křížové dotace cen energie poskytované domácnostem sice stimulovaly vyšší spotřebu energie domácnostmi, ale rovněž více tlačily na úsporu spotřeby energie u velkoodběratelů a mohly ovlivnit i substituce užívaných paliv či energie.

Nevhodné tarify energie uvnitř sektoru domácností byly a jsou problémem. Tarify pro domácnosti jsou výrazně překřížené i v tom smyslu, že domácnosti, které vytápějí hospodárně, tj. netopí energií (komplexní energetická náročnost vytápění energií je zdaleka nejvyšší), mají tarify mnohem vyšší než domácnosti, které topí z energetického hlediska nehospodárně energií.

### **3.6.1 Regulace pomocí metody dělení koláče tržeb**

Neexistence pravidel spravedlivého dělení tržeb, které REAS inkasoval od konečných odběratelů, mezi všechny články dodávkového řetězce energie, tj. mezi výrobce energie a dodavatele energie, způsobily neshody při vzájemném vyjednávání a do procesu vyjednávání se vložilo MPO, které navrhlo metodiku rozdělení tržeb.

Algoritmus výpočtu spočíval v alokaci nákladů na jednotlivé činnosti podle věcné příslušnosti, tj. na systémové služby, síťové služby a výrobu energie. K nákladům byl přiřazen zisk, vypočítaný jako součin hodnoty provozních aktiv a předem neznámé hodnoty rentability provozních aktiv, která se stanovovala na základě rovnosti tržeb a součtu nákladů a zisku. Hodnota tržeb byla dána součinem množství dodané energie konečným spotřebitelům a ceny energie, stanové předem MF. Způsob ocenění regulovaných provozních nákladů<sup>16</sup> a provozních aktiv<sup>17</sup> byl obdobný jak u ČEZ, tak u REAS.

---

<sup>16</sup> Regulované náklady jsou v případě ČEZ, a. s. součtem palivových nákladů, nákladů na obstarání energie, mzdových nákladů, nákladů na služby, účetních odpisů a jiných nákladů souvisejících s výkonem autorizované činnosti. V případě REAS jsou v provozních nákladech zahrnuty náklady na služby, materiálové náklady, mzdové náklady, účetní odpisy a jiné náklady. Regulované provozní náklady REAS neobsahují náklady na pořízení energie.

<sup>17</sup> Provozní aktiva jsou definována jako rozdíl celkového investovaného kapitálu (vlastní jmění + úvěry + dlouhodobé závazky) a finančních investic a finančního majetku.



Metoda dělení koláče tržeb byla poprvé uplatněna zpětně na období roku 1996 a na jejím základě MPO prosadilo uzavření obchodních smluv mezi ČEZ a celou skupinou REAS v poměru 78 proti 22. Později po dokončení procesu narovnání cen, v roce 2001 měly REAS asi 25% podíl na celkových relevantních tržbách za energii od konečných odběratelů, nicméně nebudu předbíhat.

### **3.6.2 Nákladová analýza**

Do té doby uplatňovaná „metoda dělení koláče tržeb“ relativně správně nastavovala proporce kalkulovaných výnosů mezi regulovanými subjekty a regulovanými činnostmi. Nicméně zůstávaly deformovány absolutní úrovně cen jednotlivých činností. Výnosy vyplývaly z deformovaných cen a nezaručovaly ekonomickou návratnost investovaných prostředků. Závažným nedostatkem byl postup při stanovení hodnoty provozních aktiv nutných pro určení „povoleného zisku“ regulovaným subjektům.

Pro výpočet cen v běžném roce se použily skutečné hodnoty provozních aktiv z předcházejícího roku upravené o plánované investice a plánované odpisy běžného roku. Na konci běžného regulačního roku však již nebyly takto spočítané hodnoty zkonfrontovány se skutečnými hodnotami provozních aktiv daného období a byly dále použity k výpočtu provozních aktiv následujícího regulačního roku. V následujícím roce byly tedy použity nereálné hodnoty provozních aktiv z předchozího roku dále upravené o plánované investice a plánované odpisy následujícího roku.

Ke kvantifikaci míry deformace tarifů energie pro konečné odběratele a ke stanovení ekonomických cen<sup>18</sup> činností dodávkového řetězce energie byla využita modifikovaná „metoda dělení koláče tržeb“. Na základě nákladové analýzy byly v prvním kroku vypočítány teoretické sazby<sup>19</sup> za regulované činnosti v dodávkovém řetězci energie v cenové úrovni roku 1997.

Podstatou dalšího kroku byl výpočet komerčně přijatelných cen ve stálých cenách roku 1997 pro všechny činnosti všech regulovaných subjektů. Byly opakovány výpočty z nákladové analýzy až po výpočet průměrné předací ceny (viz. příloha B) s tím rozdílem, že byly použity hodnoty přeceněných provozních aktiv a hodnoty provozních nákladů s přeceněnými odpisy a na místo hodnoty rentability provozních, vypočítané pro rok 1997, byla při výpočtech použita předem stanovená „komerčně přijatelná míra rentability přeceněných provozních aktiv“.

---

<sup>18</sup> Ekonomické ceny pokrývají reálné provozní náklady, které vyvolá odběratel svým odběrem energie a obsahují zisk, který zabezpečuje výnos kapitálu odpovídající nákladům na jeho pořízení. Velmi podstatným aspektem při kalkulaci ekonomických cen je použití hodnot majetku a hodnot odpisů tohoto majetku, sloužícího k výkonu příslušné činnosti (provozních aktiv), vyjádřených v reprodukčních cenách. Použití účetních hodnot investičního majetku podceňuje jak odpisy (v provozních nákladech) tak i provozní aktiva a následně kalkulované ceny a rovněž výnosy. Tato skutečnost je významná zejména v případě majetku s dlouhodobou návratností vložených investičních prostředků, kam lze zařadit i majetek elektroenergetických distribučních společností. Tyto společnosti pořizovaly dlouhodobý hmotný majetek nezřídka v dobách dávno před rokem 1989, kdy historické pořizovací ceny tohoto majetku byly významně nižší než současné pořizovací ceny. V současnosti nebo v blízké budoucnosti se životnost tohoto majetku může blížit ke svému konci a účetní odpisy tohoto majetku, zakalkulované do cen služeb z historických pořizovacích cen majetku, nemohly vygenerovat za dobu jeho životnosti dostatečný objem finančních prostředků na prostou reprodukci tohoto majetku v současných pořizovacích cenách. Z tohoto důvodu je podstatné, aby do ekonomických cen služeb byly započítávány hodnoty majetku a odpisy majetku v reprodukčních, tj. současných cenách. Druhým významným aspektem ekonomické ceny je míra výnosnosti (rentabilita) majetku, použitá pro kalkulaci zisku příslušné činnosti. Rentabilita musí být dostatečně vysoká na to, aby zajistila rozumnou návratnost akciového a zápůjčního kapitálu. Pokud například akcionáři mohou současně vkládat své peníze do bank a získat úroky minimálně ve výši 8% po zdanění s nulovým rizikem, pak nebudou mít důvod držet akcie společností, které skýtají nenulové podnikatelské riziko a vydělávají méně. Toto je obzvláště důležité v případech, kdy je třeba financí na masivní investice s velmi dlouhou návratností nebo financí na nové výrobní zdroje.

<sup>19</sup> Sazby, odrážející skutečné náklady jednotlivých regulovaných subjektů a jejich správnou alokací na regulované činnosti, dále pak hodnoty provozních aktiv, celkové dodávky energie konečným odběratelům a tržby za tyto dodávky podle auditovaných údajů z roku 1997. Zisková marže těchto sazeb byla vypočtena ze skutečné rentability provozních aktiv celého sektoru v roce 1997. V té době existující průměrné sazby, které byly však doposud „skrytou“ složkou průměrných cen energie pro konečné odběratele, nákladovost jednotlivých činností v dopravním řetězci energie zkreslovaly. Zjednodušeně lze jejich výši vyjádřit rozdílem mezi průměrnou prodejní cenou energie konečným odběratelům na příslušné distribuční hladině napětí a průměrnou nákupní cenou energie od ČEZ, a.s.

Klíčovým momentem výpočtu bylo stanovení hodnoty „komerčně přijatelné míry rentability provozních aktiv“. Pro rok 1997 byla uvažována míra návratnosti provozních aktiv celého sektoru ve výši 10 % po zdanění, což je přibližně 15,4 % před zdaněním<sup>20</sup> (vztaženo k historickým pořizovacím cenám provozních aktiv<sup>21</sup>)

MPO navrhovalo různé scénáře stanovení ekonomických cen, které respektovaly princip nákladové analýzy a které počítaly s různou mírou použité rentability provozních aktiv. Na základě kladných výsledků projednávání s MF bylo schváleno vládou ČR cenové narovnání, které mělo zásadní vliv na změnu struktury tarifů energie. Například dopad na průměrné ceny energie MOO - maloodběr (obyvatelstvo) odebírající energii ze sítí nn znamenal jednorázové zvýšení o 65 %, které bylo později navrženo rozložit do čtyřletého období (viz. Obr. 11 a Tab. 2). U ostatních odběratelských kategorií MOP - maloodběr (podnikatelský) odebírající energii ze sítí na nn a VO - velkoodběratelé odebírající energii ze sítí vv a vn došlo k poklesu průměrné ceny energie pohybující se v rozmezí 9 až 27 %. Z hlediska řešení problematiky nápravy cen energie pro konečné odběratele bylo zcela kontraproduktivní, od 1. ledna 1998, zvýšení sazby DPH z 5 % na 22 %.

Tab. 2: Postup nápravy cen energie k roku 2002

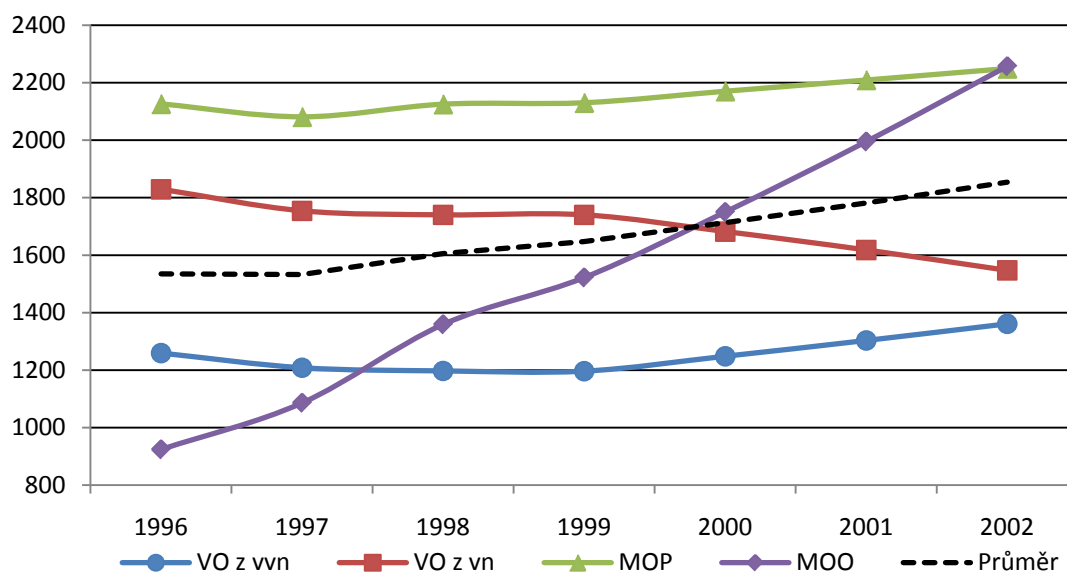
Termín	Průměrné zvýšení (snížení) cen energie v %			
	VO – vv	VO – vn	MOP	MOO
<b>k 1. 1. 2000</b>	4,4	-3,3	1,9	15,0
<b>k 1. 1. 2001</b>	4,4	-3,8	1,8	14,0
<b>k 1. 1. 2002</b>	4,4	-4,4	1,8	13,1

*Zdroj: Energetika, 4/2001, str. 116; (vlastní zpracování)*

<sup>20</sup> Většina teoretiků se shoduje na tom, že by akcionáři měli investovat do společností, jejichž návratnost je ve spravedlivém poměru k riziku, které tato návratnost nese. Například návratnost, která se očekává od společnosti, která má tržní monopol, je menší než návratnost u nové společnosti působící ve velmi konkurenčním prostředí. Běžně se tento faktor odráží v „rizikové prémii“; očekávaná návratnost je vyjádřena jako suma „nerizikové“ sazby plus premie, která se liší podle stupně nejistoty spojené s čistými peněžními toky společnosti. Prostřednictvím nerizikové sazby je také spojena s převažující mírou inflace. V návrhu se vycházelo z „nerizikové“ sazby na úrovni 9,25 % a premie za rizikovost podnikání ve výši 6,5 %.

<sup>21</sup> V případě přeceněných provozních aktiv byla odpovídající hodnota „přiměřené“ míry návratnosti provozních aktiv celého sektoru na úrovni 5,84 % před zdaněním.

Obr. 11



Návrh vývoje průměrných cen za odběr energie do roku 2002 (v Kč/MWh)

Zdroj: Energetika, 4/2001, str. 116; (vlastní zpracování)

### 3.6.3 Diferenční renta

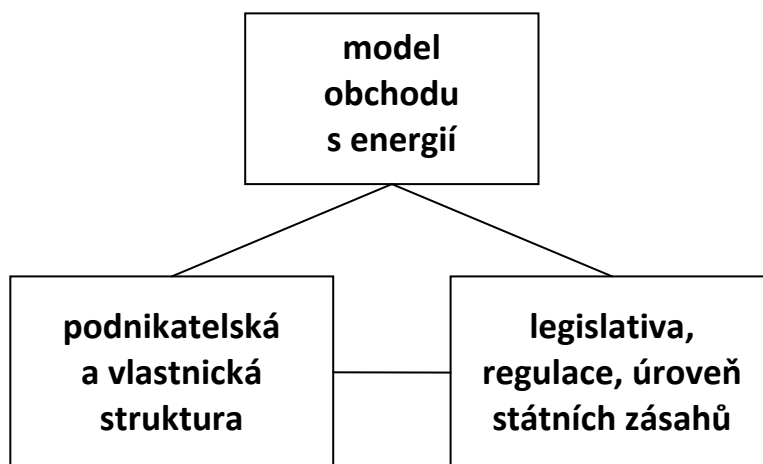
Způsob stanovení předacích cen energie mezi ČEZ a REAS, uplatňovaný v letech 1997 a 1998 dokázal nastavit „spravedlivé“ proporce dělení tržeb. Nicméně stanovení jednotných předacích cen mezi ČEZ a REAS a tarifů energie pro konečné odběratele pro celou skupinu REAS vnášelo do systému prvek rozdílné míry rentability provozních aktiv. Zjednodušeně řečeno měrné náklady každé REAS na nákup energie záviseli na charakteru spotřeby konečných odběratelů, přičemž tento charakter je určován mnoha faktory, např. množství energie, velikost výkonu, časový průběh zatížení, apod. Odtud plyne, že pravděpodobnost identity předacích cen mezi ČEZ a REAS je velmi malá. V praxi se proto začal uplatňovat tzv. „princip diferenční renty“, jejíchž podstatou je kompenzace zisku každé z REAS formou přerozdělení výnosů za dodávku energie (po odečtení nákladů na její nákup a provozních nákladů) mezi jednotlivými REAS tak, aby každá z nich měla pokryté své oprávněné náklady včetně odpisů a dosáhla stejné rentability provozních aktiv.<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Diferenční renta je vypočítána jako rozdíl mezi ziskem REAS, odvozeného od jeho vlastních tržeb, nákladů na pořízení energie a provozních nákladů a zisku téhož REAS, odvozeného od průměrné obchodní marže všech REAS. Kompletní vzorec výpočtu viz Příloha C

## 4. Model energetiky České republiky

Pro snazší a jednoznačnější chápání energetiky ČR byl navržen model energetiky ČR, který ukazuje Obr. 12.

Obr. 12



Model energetiky ČR

*Zdroj: Energetika 10/1998, str. 321; (vlastní zpracování)*

### 4.1 Organizace a podmínky fungování trhu s energií

Základní impulz k novému zformování trhů s energií vydala Evropská unie přijetím směrnice 96/92 ES, která byla schválena v prosinci 1996. Tímto impulzem byl nastartován počátek integrace elektrizačních soustav v rámci unie v jeden společný trh bez vnitřních hranic mezi členskými státy, fungující na principech hospodářské soutěže.

#### 4.1.1 Nový energetický zákon

Česká republika stejně jako ostatní země kandidující na vstup do EU se intenzivně připravovala na otevření trhu s energií. V rámci procesu harmonizace byl v roce 2000 přijat nový „energetický zákon“<sup>23</sup>.

Zákon aplikoval princip třetích stran k přenosovým a distribučním sítím a právo odběratele energie zvolit si svobodně svého dodavatele energie. Zákon rovněž přiblížil podmínky podnikání v energetickém odvětví k tržním podmínkám podnikání. Mezi účastníky trhu s energií byli zařazeni:

- operátor trhu;
- provozovatel přenosové soustavy;
- výrobci;
- provozovatel distribučních soustav;
- obchodníci s elektrickou energií;
- koneční zákazníci;
- poskytovatelé podpůrných služeb.

Nový energetický zákon vyřešil řadu nedostatků, které existovaly v dosavadní regulační praxi. Především byl určen základní regulační rámec, který definoval práva a povinnosti regulačního orgánu mimo jiné i v oblasti koncipování sekundární legislativy (vyhlášek provádějících jednotlivé paragrafy energetického zákona vymezující regulační činnost).

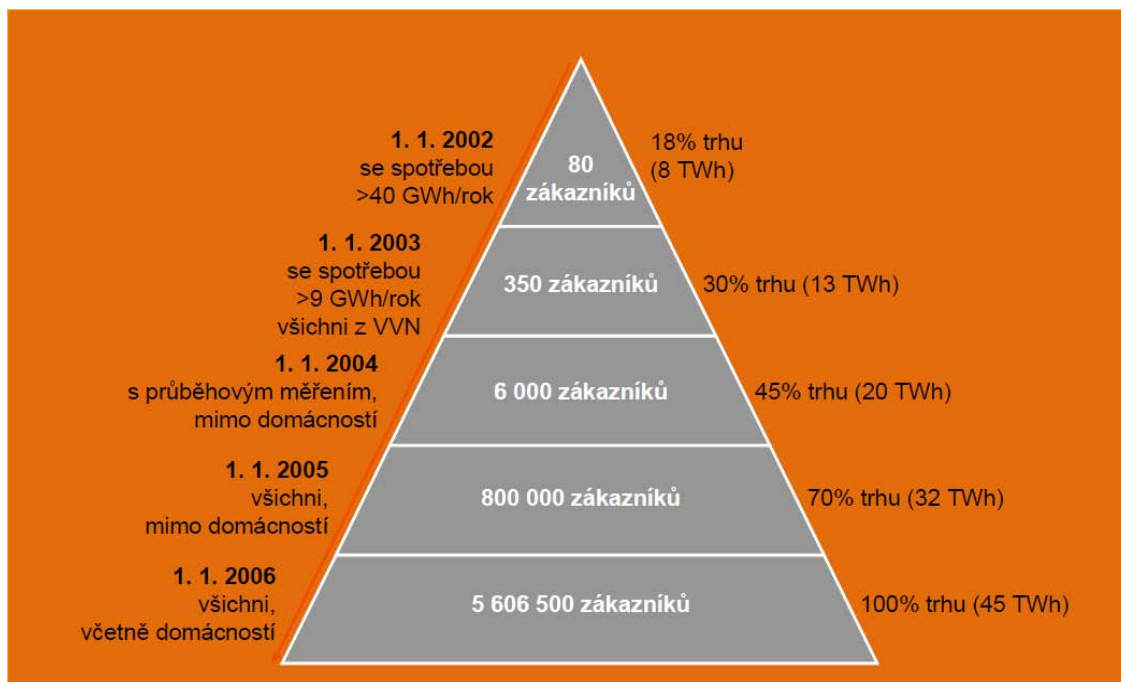
V oblasti energetiky rozděluje energetický zákon otvírání trhu do čtyř etap (viz. Obr. 13). V první etapě, zahájené 1. ledna 2002, mají možnost volby dodavatele zákazníci se spotřebou energie větší než 40 GWh. Od 1. ledna 2003 bude trh otevřen pro zákazníky se spotřebou vyšší než 9 GWh a od 1. ledna 2005 pro zákazníky se spotřebou vyšší než 100 MWh. Poslední etapa, tedy úplné otevření trhu, kdy se oprávněnými zákazníky stanou všichni koneční zákazníci, začne 1. ledna 2006.

---

<sup>23</sup> Zákon č. 458/2000 Sb., upravující podmínky podnikání a výkon státní správy v energetických odvětvích.

Konečným stavem by měl být trh s energií, na němž budou mít všichni výrobci právo nabízet svou energii potenciálním zákazníkům a všichni koneční zákazníci, kteří jsou dnes nuceni odebírat energii od místně příslušného provozovatele sítí, budou mít právo zvolit si dodavatele energie podle svých potřeb.

Obr. 13



Etapy otevírání trhu v energetickém odvětví

Zdroj: *Západomoravská energetická s.r.o., Západomoravská distribuční a.s.*

#### 4.1.2 OTE, a. s.

V souvislosti se zpřístupněním sítí výrobcům energie muselo na trhu dojít také ke vzniku subjektu, který by zpracovával bilance nabídek a poptávek na dodávku energie – operátor trhu. Operátor trhu s elektrickou energií, a. s. v roce 2001 zahájil ostrý provoz a na základě pravidel definovaných zejména v novém energetickém zákoně a vyhláškami ERÚ a MPO provádí:

- stanovení, vyhodnocení a zúčtování odchylek<sup>24</sup>,

<sup>24</sup> Odchylna je definována jako rozdíl sjednané a skutečné hodnoty v souladu s citovanými pravidly trhu s energií. V informačním systému Operátora trhu s energií se odchylka počítá jako rozdíl skutečné a sjednané hodnoty. Tato formulace je považována za lepší z hlediska praxe.

- organizaci krátkodobého trhu s energií,
- vypořádání plateb ve vztahu k účastníkům trhu,
- aktivace podpůrných služeb.

#### Stanovení, vyhodnocení a zúčtování odchylek

Odchylkou ve smyslu pravidel trhu<sup>25</sup> rozumíme součet rozdílu mezi sjednaným množstvím energie a skutečným množstvím energie pro závazek dodat energii do ES (elektrizační soustava) a rozdílu mezi sjednaným množstvím energie a skutečným množstvím energie pro závazek odebrat energii z ES. Jsou tedy odděleně registrovány odchylky pro energii dodávanou do ES (závazek dodat) a pro energii odebranou z ES (závazek odebrat).

Odchylky se stanovují pro každou obchodní hodinu obchodního dne pro každý SZ

$$\partial_{i,k} = d_{i,k}^s - d_{i,k}^p \quad (1)$$

kde

$\partial_{i,k}$  odchylka  $k$ -tého subjektu zúčtování v  $i$ -té hodině obchodního dne

$d_{i,k}^s$  skutečná dodávka nebo odběr energie  $k$ -tého subjektu zúčtování (včetně dodávek účastníka trhu s energií, za něž převzal odpovědnost za odchylku) v  $i$ -té hodině obchodního dne,

$d_{i,k}^p$  sjednaná dodávka nebo odběr energie  $k$ -tého subjektu zúčtování (včetně dodávek účastníka trhu s energií, za něž převzal odpovědnost za odchylku) v  $i$ -té hodině obchodního dne,

$k$  – subjekt zúčtování (dále SZ); existuje  $m$  subjektů zúčtování,

$i$  – index  $i$ , označující hodinu

$s$  – skutečné (naměřené) hodnoty

$p$  – plánované (sjednané) hodnoty

Metody výpočtu pro stanovení, vyhodnocení a zúčtování odchylek je na širší analýzu, pravidla stanoví vyhláška ERÚ pro organizování trhu s energií a zásady tvorby cen za činnost OTE.

<sup>25</sup> Vyhláška Energetického regulačního úřadu č. 373/2001 ze 16. října 2001, kterou se stanoví pravidla pro organizování trhu s energií a zásady tvorby cen za činnosti Operátora trhu s energií.



Obr. 14

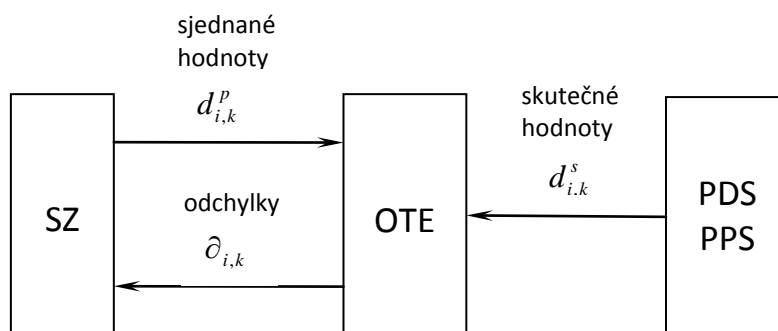


Schéma modelu trhu s energií

Zdroj: Energetika 2/2005, str. 41; (vlastní zpracování)

Vyhodnocení odchylky probíhá každou obchodní hodinu<sup>26</sup> obchodního dne<sup>27</sup>, a to v megawattech, s přesností na jedno desetinné místo. Zúčtování odchylky<sup>28</sup> navazuje na proces vyhodnocení, jehož postup je popsán v pravidlech trhu. Výsledkem je cena odchylky vyjádřená v českých korunách na jednu megawatthodinu.

#### Organizaci krátkodobého trhu s energií

Krátkodobý trh organizovaný OTE je dobrovolný trh, kde se obchoduje se smlouvami na dodávky a odběry na daný obchodní den. Výsledkem jsou obchody s pevně stanoveným množstvím energie a cenou pro každou obchodní hodinu obchodního dne.

<sup>26</sup> Základní časový úsek, ve kterém je smluvně vymezena dodávka nebo odběr energie; obchodní hodina je základním časovým úsekem pro vyhodnocování odchylek subjektů zúčtování.

<sup>27</sup> 24 obchodních hodin dne, ve kterém se obchoduje, s výjimkou přechodu ze zimního na letní čas a zpět; v den, kdy dochází k přechodu na letní čas, se jedná o posloupnost 23 obchodních hodin a pro den, ve kterém dochází k přechodu na středoevropský čas, o 25 obchodních hodin; první obchodní hodina obchodního dne začíná v 00.00.00 hodin a končí v 01.00.00 hodin.

<sup>28</sup> Zúčtované odchylky mohou být různých charakterů, např. obchodní odchylka je rozdíl mezi skutečnou a sjednanou hodinovou energií pro daný subjekt trhu, systémová odchylka je součet obchodních odchylek všech subjektů trhu, kdy při vzniku dochází k požadavku na zregulování podpůrnými službami a regulační odchylka (ACE) je součet naplánovaného salda ES ČR vůči zahraničním soustavám.

Podle způsobu realizace obchodů s energií rozlišujeme:

#### **Bilaterální obchody<sup>29</sup>**

- *dvoustranné obchody* – subjekty zúčtování na základě svých potřeb a informací stanovují sjednané hodnoty formou smluv jednak s jinými subjekty zúčtování (tyto hodnoty jsou zaznamenávány v centrálním systému operátora trhu s energií - CS OTE) a jednak s ostatními účastníky trhu. Výhodou je jejich jednoduchost, lze je uzavírat v jakékoliv době a existuje dostatek známých typů smluv. Jejich nevýhodou je nedostatečná flexibilita a riziko při placení navíc se nejedná o standardizovaný trh,
- *obchody na burze* – zvláštním případem dvoustranných smluv jsou smlouvy uzavřené prostřednictvím energetické burzy (do CS OTE je vkládá sama burza), platí do dubna roku 2009, poté dojde k integraci denních trhů (DT) OTE a PXE

#### **Organizovaný krátkodobý trh (OKT)<sup>30</sup>**

- *denní trh s energií (DT)* – hodinové obchodování s energií pro 24 hodin následujícího dne prováděné aukčním způsobem, dle marginální ceny (uzávěra 11.30 v D-1, tj. předcházející den před dnem dodávky),
- *vnitrodenní trh s energií (VDT)* – hodinové obchodování s energií pro 24 hodin následujícího dne prováděné kontinuálním způsobem. Trh se otevírá v 16.00 dne předcházejícího dne dodávky (D-1) a uzavírá se 2 hodiny před hodinou dodávky (tj. pro 1.00 hodinu dne D ve 22.00 D-1). Uzavírání tak probíhá postupně pro jednotlivé hodiny,
- *vyrovnávací trh s energií (VT)* – organizován ve spolupráci s ČEPS, který je i jediným nákupčím. Trh svým otevíráním navazuje na ukončení obchodování na vnitrodenním trhu. Možnost obchodování je až do doby 30 min. před hodinou dodávky (tj. pro 1.00 hodinu dne D ve 23.30 D-1),
- *blokový trh s energií (BT)* – Na blokovém trhu se bude obchodovat s denními krátkodobými kontrakty (DKK), tj. dodávkou výkonu po určitý časový blok v konkrétním obchodním dni D<sup>31</sup>.

<sup>29</sup> Pojem bilaterální je znám spíše z elektroenergetiky. Ve finančních kruzích se lze setkat s označením obchody OTC (Over The Counter) – mimoburzovní obchody

<sup>30</sup> Hodnoty dodávky a odběrů z těchto obchodů organizovaných OTE jsou automaticky zaznamenány do sjednaných hodnot jednotlivých subjektů zúčtování.

<sup>31</sup> Base – dodávka v pásmu po celé časové období; Peak – dodávka v době od 8 do 20 hodin v pracovních dnech a Off peak – dodávka v době od 0 do 8 hodin a od 20 do 24 hodin v pracovních dnech. Dalším rozvojem po zavedení obchodování s DKK bude pravděpodobně rozšíření o obchodování s delšími časovými úseky. Může být uvažováno i o dalších blocích DKK, např.: High Tariff – dodávka v době od 6 do 22 hodin v pracovních dnech a Low Tariff – dodávka v době od 0 do 6 hodin a od 22 do 24 hodin v pracovních dnech.

#### Vypořádání plateb ve vztahu k účastníkům trhu

Finanční vypořádání transakcí realizovaných OTE a SZ je základem transparentnosti a důvěryhodnosti celého systému. Budou se vypořádávat obchodní transakce vznikající při vyhodnocení a zúčtování odchylek na organizovaném krátkodobém trhu s energií a při úhradě energie dodané v rámci aktivace podpůrných služeb<sup>32</sup>.

Celková denní platba účastníka OKT se stanoví jako součet plateb za jeho sjednané odběry energie v každé obchodní hodině a součet úhrad za jeho sjednané dodávky energie v každé obchodní hodině daného obchodního dne, a to jak na denním trhu, tak na vnitrodenním trhu.

#### **4.1.3 ČEPS, a. s., provozovatel přenosové soustavy České republiky**

Veřejná dodávka energie byla tradičně považována za monopolní odvětví, často vlastněné státem nebo regionem. Během posledních let se tento přístup mění pod tlaky, které vedou k restrukturalizaci odvětví za účelem oddělení těch částí, které zůstávají přirozeně monopolní, od těch, ve kterých může být zavedena soutěž.

Přenosová soustava ČR se od 50. let do současné doby vyvinula v kompaktní celek, schopný plnit své základní poslání – přenášet energii od systémových výrobců k odběratelům a zajišťovat mezinárodní propojení v rámci ostatních energetických seskupení. Společnost dále dispečersky řídí zařízení přenosové soustavy a zajišťuje systémové služby na území ČR.

Systémové a podpůrné služby jsou nutné pro bezpečný provoz elektrizační soustavy a kvalitní a spolehlivou dodávku energie. Pomáhají udržovat systémové standardy. Mezi základní systémové služby patří:

- řízení frekvence a činných výkonů,
- regulace napětí a jalových výkonů,

---

<sup>32</sup> Podpůrné služby (PpS) jsou služby poskytované uživatelem přenosové soustavy, kterými se podílí na systémových službách zajišťovaných PPS.

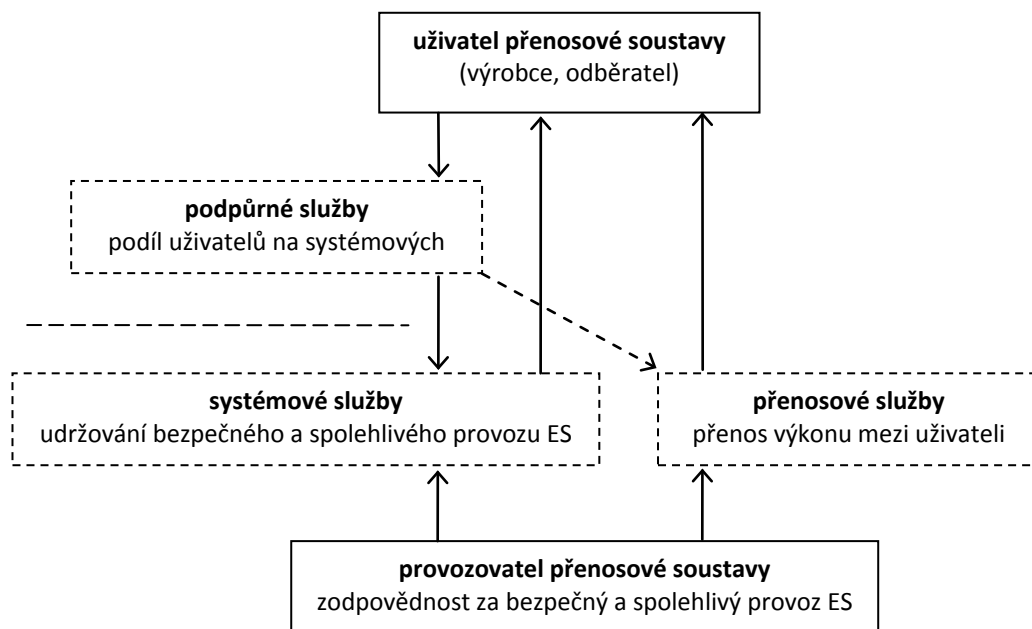
- obnova napájení po úplném nebo částečném rozpadu soustavy,
- řízení omezení sítě.

Poslední z uvedených služeb (tzv. congestion management) je na rozhraní mezi systémovou a přenosovou službou a v širším slova smyslu ji lze chápat jako součást dispečerského řízení sítě, které zahrnuje i dále uvedené činnosti:

- monitorování stavu,
- změny zapojení přenosové soustavy a distribučních soustav,
- uvolňování výrobního a rozvodného zařízení z provozu, jeho opětovné uvádění do provozu a evidenci povolení pracovní činnosti na něm.

Jednotliví uživatelé se podílejí na systémových službách prostřednictvím podpůrných služeb. Graficky je tento vztah vyjádřen na Obr. 15.

Obr. 15



Znázornění vztahu mezi systémovými a podpůrnými službami

Zdroj: Energetika 4/2000, str. 126; (vlastní zpracování)

### Obchod a trh se systémovými a podpůrnými službami

Systémové služby v ČR zajišťuje PPS, který je ze zákona jejich poskytovatelem. Systémové služby jsou z fyzikálně-technické podstaty přirozeným monopolem.

S podpůrnými službami se obchoduje na principu trhu se specifickými podmínkami danými tzv. certifikací. Certifikaci jasnými a nediskriminačními pravidly popisuje Kodex přenosové soustavy<sup>33</sup>.

PPS nakupuje podpůrné služby prostřednictvím víceletých, ročních nebo měsíčních smluv (pro rok 2008 – 2010 bylo ve výběrovém řízení nakoupeno od 40 až 80 %) nebo denního trhu s podpůrnými službami. Rozsah poptávaných podpůrných služeb pro následující kalendářní rok zveřejňuje PPS nejpozději do 30. listopadu předcházejícího roku. Dne 14. 1. 2009 zahájil ČEPS, a.s., nákup regulační energie na vyrovnávacím trhu (VT) organizovaném Operátorem trhu s energií.

Vyrovnávací trh s regulační energií je uskutečňován po uzavírce dvoustranného obchodování a po uzavírce OKT. Na vyrovnávacím trhu s regulační energií se obchoduje kladná a záporná regulační energie s minimálním množstvím jedné MWh. Nabídky na vyrovnávací trh s regulační energií podávají subjekty zúčtování nejpozději 90 minut před začátkem obchodní hodiny, kdy má být dodávka kladné nebo záporné regulační energie provozovatelem přenosové soustavy, jako jediným poptávajícím, využita ke krytí systémové odchylky. Provozovatel přenosové soustavy vyhodnotí přijatou nabídku regulační energie jako uskutečněnou dodávku regulační energie a předá ji operátorovi trhu k vypořádání.

Přijaté nabídky dodávek kladné a záporné regulační energie na vyrovnávacím trhu s regulační energií pro dané obchodní hodiny zahrne operátor trhu do systému vyhodnocení a zúčtování odchylek.

---

<sup>33</sup> Pravidla provozování přenosové soustavy, jejímiž zásadami se řídí PPS i všichni uživatelé PS. Přípravuje a navrhuje ČEPS, schvaluje ERÚ, a to vše v souladu se směrnicemi EU. Obsahuje podmínky pro připojení a užívání PS, provozní pravidla (údržba, dispečerské řízení), pravidla pro plánování a rozvoj PS, pravidla pro poruchové a havarijní situace, technické specifikace zařízení ES, pravidla pro měření a poskytování informací.

#### 4.1.4 Výrobce – Skupina ČEZ, a. s.

Každý výrobce je provozovatel energetického zařízení, dodávajícího elektrickou energii do sítě a tvořící součást ES ČR. K jeho právům a povinnostem se mezi jinými řadí:

- připojit zařízení k ES, má-li licenci a splňuje podmínky PS a DS;
- nabízet vyrobenou energii na OKO;
- dodávat energii do PS, DS, pro vlastní spotřebu;
- nabízet a poskytovat podpůrné služby;
- zajistit si připojení k ES na své náklady;
- umožnit PPS (PDS) instalaci měřicího zařízení;
- řídit se pokyny dispečinku PS, DS;
- poskytovat technické údaje OTE, PPS, PDS;
- dodržovat parametry kvality dodávky energie;
- u nových výroben s instalovaným výkonem 30 MW a více provozovat zařízení na poskytování podpůrných služeb.

Mezi významnější výrobce energie patří společnosti Sokolovská uhelná, a. s. (SU), Elektrárny Opatovice, a. s. (EOP), ECK Generating, s. r. o. (ECKg) a Dalkia Česká republika, a. s., ovšem z hlediska výrobních kapacit je dominantním výrobcem elektrické energie Skupina ČEZ, a. s.

Tab. 3: Tržní podíly na trhu výroby elektrické energie v ČR (v %)

Výrobce	2002	2003	2004
<b>ČEZ</b>	70,9	73,4	73
<b>EOP</b>	2,8	2,7	2,6
<b>Dalkia</b>	2,8	2,4	2,4
<b>SU</b>	4,5	4,3	4,3
<b>ECKg</b>	2,2	2,0	1,9
<b>EGT</b>	1,7	1,7	1,7
<b>Ostatní</b>	15,1	13,5	14,1

*Zdroj: Zpráva ÚOHS o povolení spojení ČEZ, a. s. a 5 REAS*

Jak vyplývá z údajů obsažených v uvedených tabulkách, tržní podíl společnosti ČEZ na trhu výroby elektrické energie v České republice oproti roku 2002 nepatrně narostl.

### Skupina ČEZ, a. s.

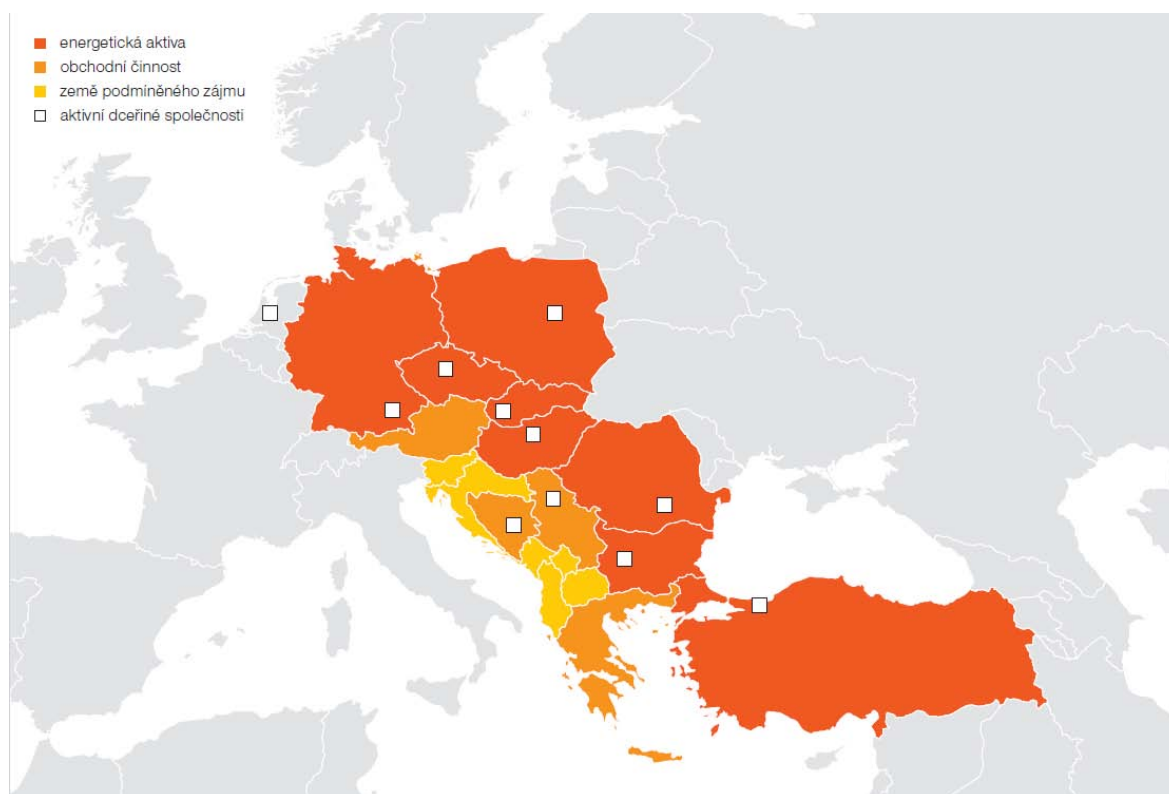
V současnosti se Skupina ČEZ řadí mezi deset největších energetických společností v Evropě a je také nejvýznamnějším uskupením na trhu s elektrickou energií ve středoevropském regionu. Jejím strategickým cílem je stát se lídrem na trzích s energií střední a jihovýchodní Evropy. Kromě výroby a prodeje energie patří k jejím aktivitám i oblast telekomunikací, informatiky, jaderného výzkumu, projektování, výstavby a údržby energetických zařízení, těžby surovin nebo zpracování vedlejších energetických produktů.

Tab. 4 Výroba a spotřeba elektrické energie v ČR (v TWh)

Rok	2002	2003	2004
<b>Celková výroba</b>	76,35	83,23	84,02
<b>Výroba ČEZ</b>	54,118	60,934	61,602
<b>Výroba ostatní – nezávislí</b>	22,230	22,293	22,760
<b>Celková spotřeba</b>	53,67	54,81	55,97

Zdroj: Zpráva ÚOHS o povolení spojení ČEZ, a. s. a 5 REAS

Obr. 16



Teritoriální působení Skupiny ČEZ

Zdroj: Výroční zpráva 2008 ČEZ, a. s.

V letošním roce nabylo právní moci usnesení soudu o zápisu snížení základního kapitálu společnosti o částku necelých 5,5 mld. Kč na částku v přibližné hodnotě 53,7 mld. Kč. Základní kapitál je v současné době rozvržen do 537 989 759 akcií o jmenovité hodnotě 100 Kč a k 27. 2. 2009 bylo zrušeno 9,16 % akcií. [10]

Tab. 5

Struktura akcionářů ČEZ, a. s. stav k 31. 12. 2008

Ministerstvo financí a Ministerstvo práce a sociálních věcí 63,39 %	Domácí fyzické osoby 4,43 %	Ostatní domácí právnícké osoby 11,59 %	Správci 19,09 %
	Zahraniční fyzické osoby 0,12 %	Ostatní zahraniční právnícké osoby 1,38 %	

*Zdroj: vlastní zpracování; [10]*

Díky skutečnosti, že ČEZ jako dominantní výrobce energie v ČR získal pod svou kontrolu i pět z osmi elektroenergetických distribučních společností včetně portfolia konečných zákazníků (spotřebitelů energie), se výrazně posílila i jeho tržní síla na úkor ostatních účastníků trhu s energií. Vertikální integrita umožnila dodavatelům energie ze Skupiny ČEZ těžit ze synergického efektu společného nákupu energie od dominantního výrobce z vlastní skupiny, zatímco ostatním dodavatelům energie se této možnosti nedostalo.

#### 4.1.5 REAS

Z údajů uvedených v následující Tab. 6 vyplývá, že podíl nezávislých výrobců na celkových odběrech jednotlivých REAS oproti stavu v době vydání rozhodnutí mírně vzrostl. Přestože nelze tyto údaje považovat za výraz oslabení pozice dominantního výrobce ČEZ, je takový vývoj vyjádřením určitého stupně konkurence, který je nutno považovat za pozitivní a pro soutěžní krok v období pokračující liberalizace. Z tohoto důvodu nedošlo k narušení hospodářské soutěže v důsledku zamezení dodávek nezávislých výrobců energie do REAS, které jsou kontrolovány akciovou společností ČEZ.



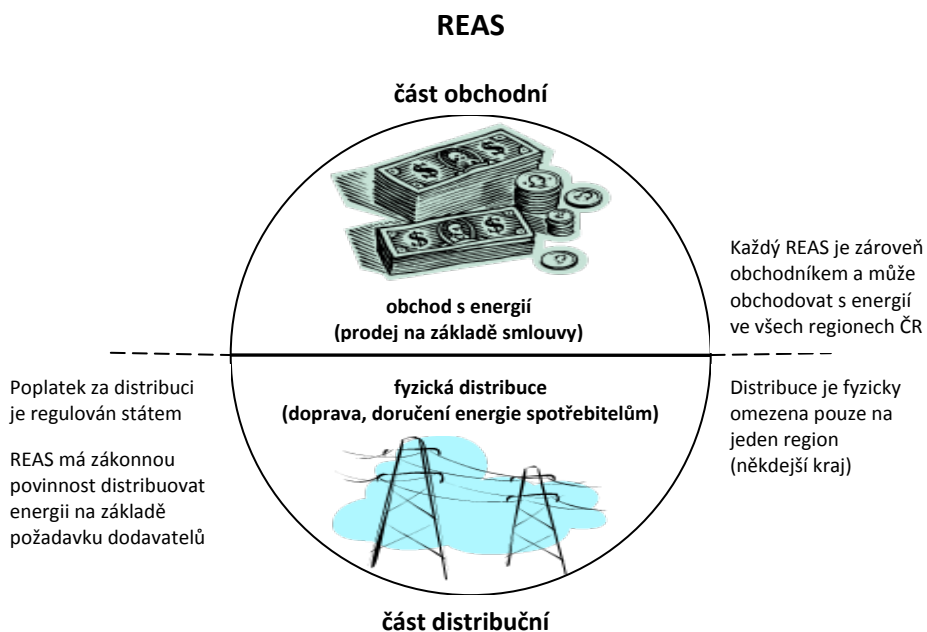
Tab. 6 Podíl dodávek ČEZ na nákupu energie jednotlivých REAS (v %)

REAS	2001	2002	2003	2004
Jihočeská energetika, a. s.	71	58	65	66
Jihomoravská energetika, a. s.	86	87	80	75
Pražská energetika, a. s.	84	75	71	91
Severočeská energetika, a. s.	73	64	68	--
Severomoravská energetika, a. s.	71	38	59	--
Středočeská energetika, a. s.	71	55	59	--
Východočeská energetika, a. s.	59	47	57	--
Západočeská energetika, a. s.	67	54	69	--

Zdroj: Zpráva ÚOHS o povolení spojení ČEZ, a. s. a 5 REAS

Současné regionální energetické společnosti (označované někdy také jako „distribuční společnosti“) plní při dodávce energie dvě funkce.

Obr. 17



Princip současných regionálních energetických společností (REAS)

Zdroj: Energy červen/2003; (vlastní zpracování)

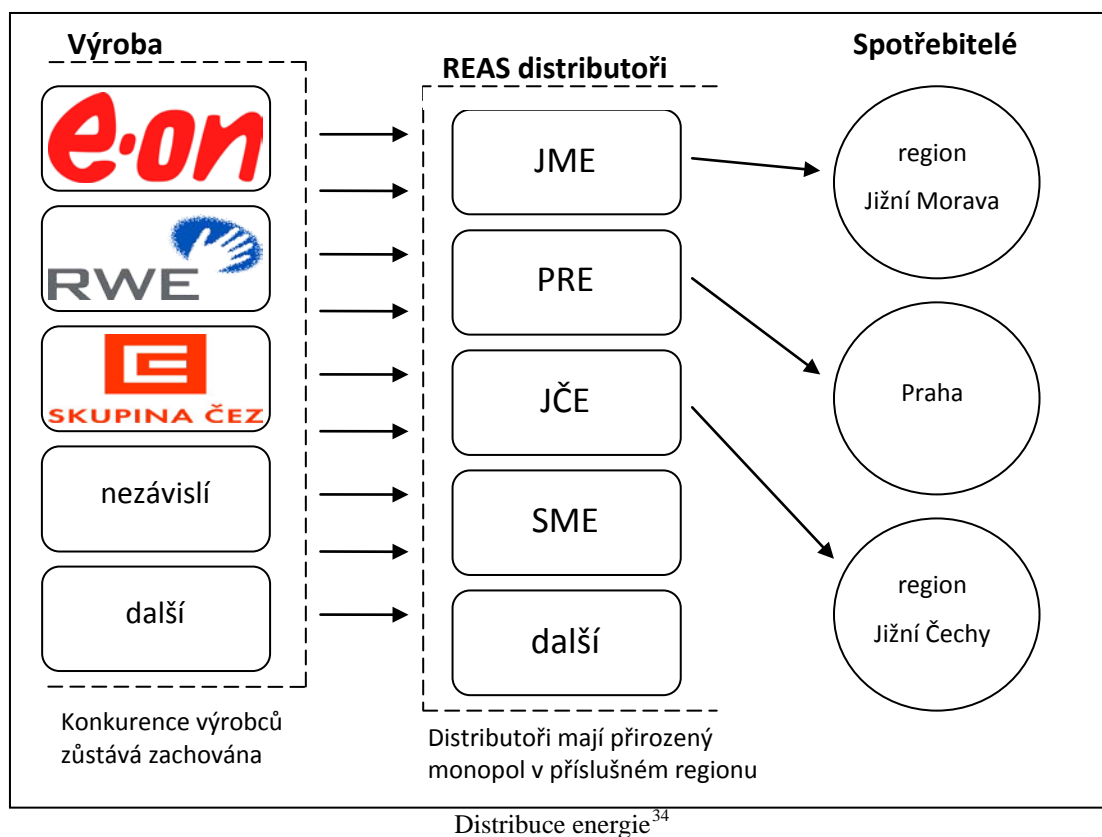
### Distribuční činnost je regulována státem

V první řadě jde o funkci distribuční, což je prosté dopravení („doručení“) energie do jednotlivé domácnosti, firmy nebo úřadu. V této oblasti mají regionální energetické společnosti přirozený monopol. Navzájem si nekonkurují, protože ani technicky nemohou.

Tento přirozený monopol by existoval i v případě, že by nedošlo k majetkovému vstupu společnosti ČEZ.

Bez ohledu na to, jakého obchodníka s energií si spotřebitel vybere, má jeho místní distributor povinnost (danou Energetickým zákonem) mu energii doručit. Za „dopravu“ energie získává distributor poplatek, stanovený státním ERÚ, tak je zajištěno, že distributor nemůže svého postavení zneužívat k neoprávněnému obohacení. Distributor ani nemůže odběratelů ve svém regionu určovat, od kterého obchodníka mají energii nakupovat.

Obr. 18



*Zdroj: vlastní zpracování*

### Obchodníci s energií na konkurenčním trhu

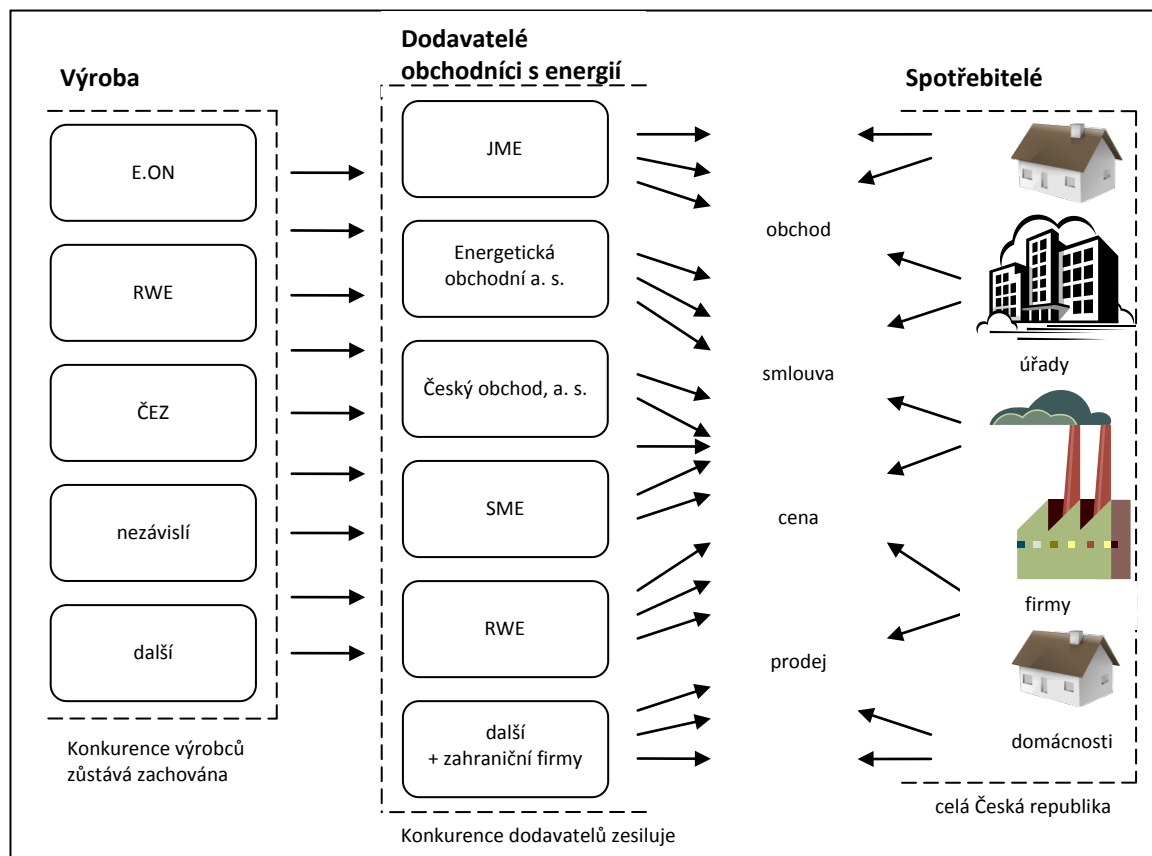
Regionální energetické společnosti plní zároveň funkci obchodní, která zahrnuje činnosti spojené s uzavíráním smluvního vztahu s různými spotřebiteli, tvorbu cen, zúčtování

<sup>34</sup> V každém z bývalých krajů existuje pouze jedna rozvodná síť a tedy jen jediný distributor energie. Ten však svého výjimečného postavení v regionu nemůže nijak zneužít – distribuce energie, včetně účtovaných poplatků, je regulována státem.

spotřeby a poskytování doplňkových služeb. V této oblasti si obchodníci s energií konkurují. V současnosti si nejen největší odběratelé, ale i domácnosti mohou vybrat svého dodavatele (obchodníka) a nejsou přitom nijak vázáni na místně příslušnou distribuční společnost.

Obchodníci s energií mohou dodávat energii zákazníkům kdekoliv na území republiky. V každém regionu může působit libovolné množství obchodníků, čímž vzniká konkurence. Cena za samotnou energii (na rozdíl od poplatku za její distribuci) není státem regulována. Není to nutné – když některý obchodník nasadí příliš vysokou cenu, jeho zákazníci odejdou jinam.

Obr. 19



Obchod s energií<sup>35</sup>

Zdroj: vlastní zpracování

<sup>35</sup> I po majetkovém vstupu ČEZ do regionálních energetik zůstane zachována konkurence obchodníků a možnost spotřebitelů vybrat si dodavatele. Na trhu vznikne řada nových subjektů, nabízejících energii.

#### **4.1.6 Konečný zákazník**

Při vytváření vnitřního liberalizovaného trhu s energií v Evropské unii bylo nutné, vedle definování oddělení činností v integrovaných soustavách (nazývané unbundling) na výrobu (výrobce), přenosy, distribuci (distribuční rozvod) a dodávku, také zavést a definovat institut způsobilého (oprávněného) zákazníka, který si může svobodně volit svého dodavatele energie.

U nás je institut oprávněného zákazníka zaváděn postupně podle velikosti odběru, tak, aby tohoto statutu mohli nabýt všichni odběratelé včetně domácností do roku 1. 1. 2006.

##### Chráněný zákazník

Fyzická či právnická osoba, která má právo na připojení k distribuční soustavě a na dodávku energie ve stanovené kvalitě a za regulované ceny, ale také na informace o celkové směsi paliv dodavatele a o dopadu na životní prostředí. Nicméně má dále povinnosti:

- řídit se podmínkami připojení a dodávek energie,
- řídit se pokyny technického dispečinku provozovatele DS,
- umožnit provozovateli DS instalaci měřicího zařízení a přístup k němu,
- udržovat svá zařízení v souladu s technickými normami a právními předpisy
- podílet se na úhradě oprávněných nákladů spojených s připojením a zajištěním požadovaného příkonu,
- při změně parametrů upravit svá zařízení tak, aby vyhovovala těmto změnám.

##### Oprávněný zákazník

Fyzická či právnická osoba, která má právo přístupu k přenosové soustavě a distribučním soustavám tak, aby mohl uzavřít smlouvu o dodávce energie s libovolným výrobcem, či obchodníkem, tj. zvolit si vlastního dodavatele energie. Má rovněž právo nakupovat energii na krátkodobém trhu, na dopravu dohodnutého množství energie v kvalitě stanovené prováděcím právním předpisem, na informace o celkové směsi paliv dodavatele a o dopadu na životní prostředí a na bezplatnou změnu dodavatele energie podle Pravidel trhu s energií.

Ovšem bez povinností nejsou práva, a proto tomu není ani v tomto případě jinak:

- zajistit na své náklady připojení svého odběrného elektrického zařízení,
- řídit se dispečerským řádem v souladu s uzavřenými smlouvami, Pravidly provozování soustavy,
- umožnit provozovateli soustavy instalaci měřicího zařízení a přístup k němu,
- řídit se pokyny technického dispečinku provozovatele soustavy ve vazbě na stav nouze,
- udržovat svá zařízení v souladu s technickými normami a právními předpisy,
- podílet se na úhradě oprávněných nákladů spojených s připojením a zajištěním požadovaného příkonu ve výši vypočtené způsobem způsobené prováděcím právním předpisem,
- při změně parametrů upravit svá zařízení tak, aby vyhovovala těmto změnám,
- a zaregistrovat se 30 dnů před uskutečněním dodávky od jiného výrobce či obchodníka u OTE, zaregistrováním se OZ stává registrovaným účastníkem trhu.

Energetická legislativa ČR dále zavádí z kategorie malých podniků, které zaměstnávají v pracovním poměru méně než 50 zaměstnanců, jejichž čistý obrat za poslední účetní období nepřesahuje 250 mil. Kč (10 mil. €) a jehož odběrné místo je připojeno k síti nízkého napětí, institut univerzální služby, tj. práva být na svém území zásobován energií o stanovené jakosti za přiměřené, snadno a jasně porovnatelné a transparentní ceny. Pro zajištění tohoto práva může být ustanoven tzv. dodavatel poslední instance, jímž může být odbytová odnož vertikálně integrovaného podniku, který také plní funkci distribuce (v ČR tedy REAS).

V tomto smyslu vládní špičky za intervence nevládních svazů mohou posílit tržní postavení domácích malých a středních podniků podporou možnosti dobrovolného shromáždění reprezentace této klasifikace spotřebitelů.

## 5. Ekonomická regulace

Jak již bylo naznačeno, proces liberalizace s sebou nesl potřebu přizpůsobení institucionálního rámce novým podmínkám tržního hospodářství. Dochází k přehodnocení role státu v hospodářství, jsou nově vymezeny jeho funkce a prostor působnosti. Dochází také k deregulaci cen, i když v některých oblastech je cenová regulace zachována. Těmito činnostmi jsou v odvětví energetiky přenos a distribuce energie.

Období let 2001 až 2005 lze z pohledu ekonomické regulace v energetice nazvat obdobím plného uplatnění standardizovaných regulačních postupů v oblasti regulace přirozených monopolů. Z možných způsobů ekonomické regulace byl uplatněn princip motivační regulace, spočívající v definování jasných a závazných pravidel a metodiky stanovení regulovaných veličin (příčemž tato pravidla a metodika zůstávají neměnné po celé, předem definované časové období, tzv. regulační období) a v definování výchozí úrovně některé z následujících regulovaných veličin a jejího povoleného meziročního nárůstu.

Těmito veličinami mohou být:

- 1) výnosy společnosti – regulace výnosových limitů (revenue cap)
- 2) nebo metoda regulace cenových limitů (price cap) - cena za konkrétní službu poskytovanou danou společností
  - ad 1) Jednorázové určení ceny na základě očekávaných nákladů, přiznaného zisku, porovnání nebo tržní síly zákazníků. Cena není revidována ve vazbě na vývoj nákladů držitele licence, vývoj spotřeby nebo jiných jednotek určujících cenu. Při vyšších objemech si držitel licence vydělá více, při nižších objemech méně;
  - ad 2) Jednorázové určení ceny na základě očekávaných nákladů a přiznaného zisku. Cena je revidována ve vazbě na vývoj nákladů držitele licence, vývoj spotřeby nebo jiných jednotek určujících cenu. Držitel licence má zaručené pokrytí nákladů a zisk, při vyšších příjmech dochází ke snížení ceny na další období, při vyšších příjmech dochází ke zvýšení ceny na další období.

Uvedené parametry (výnosy nebo ceny) jsou obecně navyšovány o inflační faktor. Regulovaný subjekt získává při tomto způsobu regulace určitou volnost v jednání a může optimalizací svých nákladů dosáhnout vyšších zisků, než mu byly regulační autoritou přiznány na začátku regulačního období.

## **5.1 I. regulační období 2002 – 2004**

Energetický regulační úřad po svém vzniku v roce 2001 zvolil pro ekonomickou regulaci přirozeně monopolních činností v elektroenergetice (přenos a distribuce energie) v I. regulačním období<sup>36</sup> metodu regulace výnosových limitů<sup>37</sup>.

V podmínkách České republiky se ovšem jednalo o zcela nový přístup, protože zde byl do té doby užíván princip nákladové regulace, při kterém byly každý rok posuzovány náklady společnosti a na jejich základě byla stanovena výsledná cena.

### **5.1.1 Metoda povolených výnosů neboli výnosových limitů**

Základním parametrem použité metody regulace výnosových limitů jsou povolené výnosy regulovaného subjektu za danou regulovanou činnost. Povolené výnosy se skládají z následujících složek:

- povolených nákladů a odpisů pro danou licencovanou činnost, členěných v elektroenergetice podle napěťových úrovní;
- povolené výše zisku, vypočtené na základě provozních aktiv příslušné licencované činnosti a míry výnosnosti těchto aktiv, stanovené ERÚ

---

<sup>36</sup> Podle zkušeností zahraničních regulátorů je doporučovaná doba trvání regulačního období v rozmezí tři až pěti let. Vzhledem k tomu, že se jednalo o zcela odlišný přístup k metodice regulace, rozhodl se ERÚ pro tříleté regulační období, a to od 1. ledna 2002 do 31. prosince 2004.

<sup>37</sup> Jednotlivým regulovaným subjektům je pro výchozí rok regulačního období stanovena počáteční úroveň povolených výnosů, tato hodnota je pak v každém dalším roce regulačního období upravována (eskalována), faktorem (RPI-X), kde RPI je hodnota indexu maloobchodních, spotřebitelských cen (Retail Price Index) a X je hodnota tzv. faktoru efektivity.

Popsanou konstrukci povolených výnosů lze matematicky vyjádřit pomocí následujícího vztahu:

$$PV_0 = [N_0 + O_0 + (ROA * PA_0)] \quad (2)$$

kde

- $PV_0$  výchozí hodnota povolených výnosů,
- $N_0$  výchozí hodnota provozních nákladů,
- $O_0$  výchozí hodnota odpisů,
- $ROA$  rentabilita provozních aktiv (míra zisku),
- $PA_0$  výchozí hodnota provozních aktiv. [4]

Výchozí hodnota výnosů je v průběhu regulačního období meziročně upravována o eskalační faktor, složený z:

- inflačního faktoru, definovaného na základě indexů cen průmyslových výrobců (PPI – Producer Price Index), zveřejňovaných Českým statistickým úřadem;
- faktoru efektivity, o který je snižován inflační faktor; faktor efektivity slouží jako nástroj ERÚ pro stimulování regulovaných subjektů k optimalizaci provozní a investiční činnosti a tedy ke zvyšování ekonomické efektivnosti při zajišťování dané licencované činnosti.

Matematicky vyjádřeno:

$$PV_i = PV_{i-1} * (PPI_i - X_i) \quad (3)$$

kde

- $PV_i$  povolené výnosy v příslušném regulovaném roce,
- $PPI_i$  index cen průmyslových výrobců v příslušném regulovaném roce,
- $X_i$  faktor efektivity v příslušném regulovaném roce. [4]



Průměrné ceny za konkrétní licencované činnosti v příslušném roce regulačního období jsou vypočítány jako podíl povolených výnosů a ročního množství energie, dodané (přenesené nebo distribuované) zákazníkům. Ceny jsou individuální pro jednotlivé provozovatele licencovaného zařízení a jsou stanovovány pro jednotlivé napěťové úrovně dodávky energie. Ceny jsou zveřejňovány formou cenových rozhodnutí v Energetickém regulačním věstníku.

Tímto způsobem je zajištěna po dobu trvání regulačního období stabilita energetických odvětví, a to jak pro konečné zákazníky, tak pro investory. Zároveň získává regulátor určitý nadhled nad regulací, protože neprovádí každoroční propočty jednotlivých parametrů regulačního vzorce. Je nutné ovšem připustit i negativa regulační metody, a to, že se skutečné hodnoty jednotlivých regulačních parametrů dosahované společnostmi vyvíjejí odlišným způsobem, než parametry vzorce upravované eskalací regulátorem.

### **5.1.2 Nastavení hodnot parametrů**

Při nastavování výchozí úrovně povolených výnosů jednotlivých elektroenergetických společností pro I. regulační období vycházel ERÚ z auditovaných účetních výkazů těchto společností z roku 2000. Výchozí ekonomická situace a podmínky pro podnikání jednotlivých regulovaných subjektů se lišily, a to nejen jednotlivé REAS navzájem, ale zejména PPS ČEPS, a. s., která měla zcela odlišné postavení, neboť při jejím založení v roce 1998 bylo provedeno účetní přecenění majetku, zatímco majetek REAS zůstal stále v historických účetních (nepřeceněných) hodnotách.

Pro vytvoření srovnatelných výchozích podmínek byla použita nákladová metoda. Na takto přeceněná aktiva REAS a ČEPS byla uplatněna jednotná míra výnosnosti ve výši 3 %, která odpovídala přibližné výši 10 % ve vztahu k historickým hodnotám REAS.

Do hodnoty povolených výnosů a tedy do úrovně povoleného zisku ČEPS byly zahrnuty i účetní odpisy z roku 2000, které na rozdíl od REAS byly evidovány v přeceněných hodnotách, což mělo za následek 2 efekty:

- Při aplikaci shodné výnosnosti aktiv u ČEPS a REAS došlo k významnému nadhodnocení povolených výnosů ČEPS v komparaci s počátečními výnosy REAS, což mělo za následek skokovou změnu ceny za přenos energie a tedy diskontinuitu vývoje cen pro konečné zákazníky.
- Hodnota přeceněných odpisů mnohem výrazněji snižovala hodnotu provozních aktiv ČEPS, proto jako kompenzace byl stanoven scénář postupného zvyšování výnosnosti aktiv (Tab. 7) až na úroveň uplatňovanou u ostatních regulovaných společností.

Současně s inflačním faktorem (viz. rovnice 3) zveřejňovaným ČSÚ musel být stanoven i faktor efektivity. V případě povolených výnosů PPS uplatnil ERÚ v roce 2002 jednorázový faktor efektivity ve výši 7 % s cílem stabilizovat ceny pro konečné odběratele a minimalizovat tak dopady změny metodiky regulace.

Tab. 7

Navyšování míry výnosnosti provozních aktiv ČEPS a faktor efektivity v jednotlivých letech I. regulačního období (v %)

<b>Parametry regulace</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
Míra výnosnosti provozních aktivit	0,1	1,5	3,0
Faktor efektivity: z toho pro ČEPS, a. s.	7,0	1,0	1,0
pro REAS	1,0	1,0	1,0
pro REAS pouze pro napětí nn	2,96	x	x

*Zdroj: ERÚ; (vlastní zpracování)*

U REAS byl v roce 2002 uplatněn faktor efektivity pouze pro hladinu nízkého napětí ve výši 2,96 %. Pro další roky I. regulačního období byl stanoven shodně na 1 % pro všechny regulované subjekty.

### 5.1.3 Cena za dodávku energie

Tarifní soustava pro konečné zákazníky energie nabývala v podmínkách tržní ekonomiky nové podoby. Dále nemůže trvat stav, kdy byly výrazně narušeny vztahy mezi náklady na dodávku energie a externími (tržními) cenami, kdy byly vytvořeny nesprávné relace mezi

jednotlivými tarify a kdy docházelo ke skrytým, tzv. křížovým dotacím mezi jednotlivými kategoriemi zákazníků.

Hlavní cíle a zásady nového systému tarifů lze stručně charakterizovat takto:

- objektivizace cen a tarifů energie včetně relací mezi jednotlivými složkami tarifů, tj. mezi tarify pro zákazníky na jednotlivých úrovních napájení (vvn, vn, nn), mezi tarify pro jednotlivé spotřebitelské skupiny (např. na úrovni nn mezi tarify pro domácnosti a pro podnikatelský maloodběr) i mezi jednotlivými tarifními podskupinami definovanými pro rozdílné účely a využití,
- odstranění nedostatků současného tarifní struktury, návrh tarifního systému vhodného pro první etapu na napojení ES ČR na jednotný trh EU,
- širší nabídka tarifů pro konečné zákazníky v závislosti na využití odebíraného výkonu a na typu energetické spotřeby.

Systém tarifů musí vycházet z marginálních nákladů energie. Na studii marginálních nákladů pro podmínky ČR pracoval EGÚ (Energetický ústav) Brno v úzké spolupráci s REAS a ČEZ a stala se základem pro návrh nového systému tarifů energie v ČR pro tzv. chráněné zákazníky (zákon č. 458/2000 Sb.). První krok nápravy cen energie byl učiněn koncem roku 1999, kdy bylo rozhodnuto o třech krocích do roku 2002 vytvořit správné relace cen mezi jednotlivými kategoriemi konečných zákazníků.

Druhý krok nápravy cen energie uvnitř jednotlivých kategorií konečných zákazníků byl řešen návrhem nové tarifní struktury, podmínek a cen. Na jejich základě:

- byly k 1. 1. 2000 zavedeny nové tarify energie pro velkoodběratele<sup>38</sup> napájené ze sítí vvn a vn – tarifní skupina řady A a B,
- byla k 1. 7. 2001 vytvořena nová soustava tarifů pro maloodběr<sup>39</sup> (domácnosti i podnikatelský odběr) ze sítí nn – tarifní skupiny řady C a D.

---

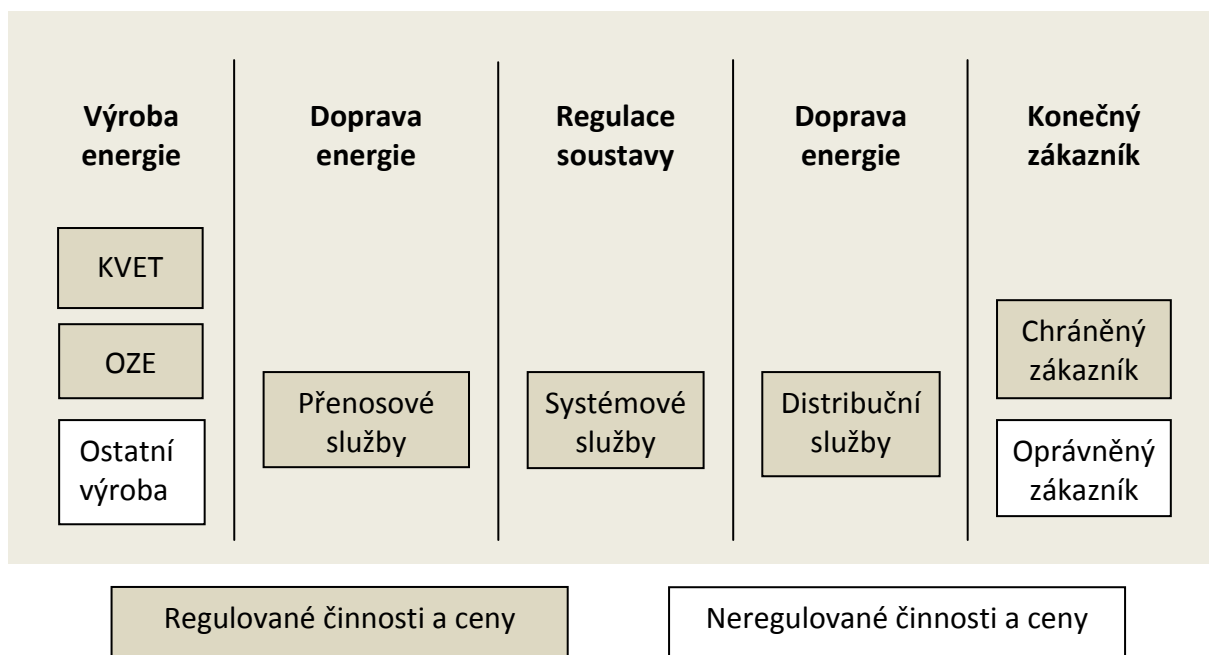
<sup>38</sup> Byly rozlišeny tarify pro zimní a letní období a odběratel získal širší možnost výběru tarifní podskupiny podle charakteru svého odběru (využití sjednaného nebo měřeného výkonu).

<sup>39</sup> Přestavba tarifních soustav pro maloodběratele napájené ze sítí nn, podnikatele a domácnosti navázala na změnu struktury pro velkoodběratele.

Výsledná cena za dodávku energie, kterou hradil každý konečný zákazník, obsahovala řadu komponent, kterými byly:

- cena energie (silové energie);
- cena za dopravu energie prostřednictvím přenosové soustavy a distribučních soustav;
- cena systémových služeb;
- příspěvek na decentralní výrobu (forma podpory nezávislých výrobců);
- cena činnosti OTE;
- příspěvek na obnovitelné zdroje energie (OZE) a kombinovanou výrobu energie a tepla (KVET);
- cena za činnost obchodu při dodávce energie oprávněnému zákazníkovi/cena za činnost dodávky energie chráněnému zákazníkovi.

Obr. 20



Regulované a neregulované činnosti a ceny na trhu s energií v ČR

Zdroj: Výroční zpráva ERÚ 2001

### Cena silové energie

Skutečnou výši ceny silové energie pro oprávněné zákazníky nebylo možné ovlivnit regulačními zásahy. V podmínkách liberalizujícího se trhu s energií byla určena cenami silové energie nabízené jednotlivými výrobci a obchodníky. Cena pro chráněné zákazníky byla regulována ERÚ.

V prvním roce I. regulačního období, tedy v roce 2002, byla stanovena v kalkulaci cen pro chráněné zákazníky průměrná nákupní cena silové energie ve stejné výši, v jakém byla vypočtena v předcházejícím kalendářním roce, tj. ve výši 979,70 Kč/MWh. V dalších následujících letech bylo pro stanovení ceny použity podstatně sofistikovanější postupy na základě vlastní softwarové podpory, které vycházely z oceňování reálného hodinového diagramu spotřeby příslušné skupiny zákazníků, přičemž pro ocenění se použily reálné ceny produktů obchodovaných na velkoobchodním trhu, především se jednalo o produkty, tzv. Duhové energie společnosti ČEZ jako subjektu.

### Cena za dopravu energie

Cena za služby přenosové soustavy je na celém území ČR jednotná. Je dvousložková, za rezervaci kapacity a za použití sítě (proměnné náklady v přenosové soustavě, určené velikostí ztrát).

Ceny za služby distribučních soustav jsou diferencovány podle distribučních napěťových úrovní a pro jednotlivé soustavy (REAS), protože náklady na provoz jednotlivých distribučních soustav se liší podle geografických podmínek, hustoty odběrů, skladby sítě (kabelové či vrchní vedení) apod.

### Cena systémových služeb

Systémové služby jsou nezbytné k zajištění vyrovnané výkonové bilance mezi výrobou energie a její spotřebou a tedy stability elektroenergetického systému. PPS je schopen tyto služby zajišťovat na základě nákupu podpůrných služeb formou ročních a měsíčních tendrů a na OKO.

Výpočet ceny za systémové služby vycházel z objemu celkových nákladů na podpůrné služby a z celkového objemu regulačního výkonu poskytovaného všem uživatelům ES ČR. Celkové náklady v regulovaném roce mohly být značně ovlivněny řadou faktorů, např.:

- cenou silové energie, od níž se odvíjely i ceny nabízených podpůrných služeb;
- předpokládanou výstavbou větrných elektráren na území ČR, které vyvolávají zvýšení nároků na zajištění stability elektroenergetického systému a tedy i zvýšení nákladů;
- výše exportu a importu energie.

#### Příspěvek na decentralní výrobu

Výrobní zdroje, které nejsou připojeny do přenosové soustavy, ale do některé z vyšších úrovní distribučního systému (tzv. decentralní zdroje), proto šetří proměnné náklady<sup>40</sup> PPS příp. proměnné náklady PDS na vyšších napěťových hladinách.

Platby výrobců za decentralní výrobu placené odběratele resp. obchodníkem, k jejichž zařízení byly výrobní zdroje připojeny, vyvolávaly vícenáklady, které se promítaly do cen konečných zákazníků formou příspěvku pro decentralní zdroje, který se stanovil tak, že celkové vícenáklady PDS byly vyděleny celkovou spotřebou odběratelů připojených k této distribuční soustavě. Příspěvek pro decentralní zdroje byl regionální (stanoven ERÚ individuálně pro jednotlivé provozovatele REAS) a diferencovaný podle distribuční úrovně napětí<sup>41</sup>.

#### Ceny za činnosti Operátora trhu s energií, a. s.

Ceny pokrývají náklady na zajištění funkcí instituce, která je nezbytná pro obchodování na trhu s energií, zejména zajištění finančního vyrovnání plánovaných a skutečných hodnot odběrů a dodávek v elektrizační soustavě a organizaci krátkodobého obchodování s energií.

---

<sup>40</sup> Náklady na ztráty v síti, dané dopravou energie příslušnou částí elektroenergetického systému (ať už přenosového nebo určité napěťové úrovně distribučního systému).

<sup>41</sup> V rámci změn v metodice regulace cen pro II. regulační období byla v roce 2004 zavedena jednotná výše příspěvků na decentralní výrobu na všech napěťových hladinách distribučního systému, tato cena však nadále zůstává regionálně diferencovaná.

Mezi nejdůležitější zdroje příjmu OTE patří cena za zúčtování odchylek a cena za zobchodované množství energie na denním trhu, která byla stanovena na 1 Kč za každou megawatthodinu zobchodovanou na tomto trhu a to jak pro stranu nabídky, tak pro stranu poptávky.

#### Příspěvek na obnovitelné zdroje energie a kombinovanou výrobu energie a tepla

ČR se zavázala ve smlouvě o přistoupení k EU dosáhnout cíle podílu výroby energie z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě energie ve výši 8 % v roce 2010. K dosažení tohoto cíle je vzhledem k nižší konkurenceschopnosti těchto zdrojů ve srovnání s uhelnými či plynovými zdroji nezbytná jejich ekonomická podpora.

Pro řešení formy podpory byl přijat princip založený na zaručení minimálních výkupních cen energie vyrobené v obnovitelných zdrojích energie. Povinností vykupovat tuto energii byli pověřeni PDS, kteří mohli nakoupenou energii dodávat svým konečným chráněným zákazníkům. V souvislosti s povinným výkupem energie za stanovené minimální výkupní ceny bylo nutné vytvořit systém, kterým by byly získány prostředky na krytí vícenákladů, které vzniknou PDS jako rozdíl mezi výši tržní ceny energie a výši minimálních výkupních cen energie z těchto zdrojů. Vícenáklady na podporu obnovitelných zdrojů byly hrazeny konečnými zákazníky ve formě příspěvku k ceně za distribuci. Výše příspěvku byla stejná pro všechny konečné zákazníky, pouze se lišil v interpretaci. Pro oprávněné zákazníky se započítával k ceně za užití sítí, u chráněných zákazníků byl začleněn do tarifních cen.

#### Cena za dodávku energie chráněným zákazníkům

Průměrná regulovaná cena energie pro tzv. chráněného zákazníka pro jednotlivé úrovně napětí tvořili již výše zmiňované složky energie včetně regulovaných cen za nákup silové energie, které byly stanoveny ve formě tarifů pro jednotlivé kategorie odběratelů.

Tarifní soustavy (pro konečného odběratele) byly dříve budovány na tzv. principu tarifní solidarity a zabezpečovaly pro všechny zákazníky na celém území ČR jednotné tarify a při porovnatelných nárocích na výkon a energii jednotné ceny energie. Vzhledem k tomu, že podmínky (náklady) zejména distribuce energie jsou pro každou rozvodnou společnost

jiné, bylo rozhodnuto zavést od 1. 1. 2003 regionální ceny pro všechny kategorie chráněných zákazníků.

Tab. 8

Položky ceny pro chráněného zákazníka v I. regulačním období

Rok	2002		2003		2004	
Napěťová hladina	VN	NN	VN	NN	VN	NN
Cena nákupu silové energie	979,70		909,62		966,57	
Cena operátora trhu	4,10					
Cena za systémové služby	157,90		159,00		172,00	
Služby sítě						
z toho: kumulativní jednosložková cena	381,88	1024,93	423,51	1055,44	405,71	1025,42
Příspěvek na krytí vícenákladů spojených s výkupem energie z OZE a KVET	8,72		19,04		41,51	
Příspěvek na decentralní výrobu pro zdroje připojené k distribuční soustavě	7,20		8,00	8,66	8,41	8,67
Cena na krytí ztrát hrazených OTE	0,00		0,18	0,63	0,17	0,63
Cena za služby regulace U/Q v DS	0,00		0,08		0,00	
Cena pro PDS za zprostředkování plateb	0,00		0,10			
Celkem za služby sítě	397,80	1040,85	450,91	1083,95	455,9	1076,33
Cena obchodu s energií pro chráněného zákazníka	7,54	41,30	7,35	40,89	6,93	39,30
Výsledná průměrná cena dodávky energie pro chráněného zákazníka bez silové energie	567,34	1244,15	621,36	1287,94	638,93	1291,73
Výsledná průměrná regulovaná cena dodávky energie pro chráněného zákazníka	1547,04	2223,85	1530,98	2197,56	1605,50	2258,30

Zdroj: ERÚ; (vlastní zpracování)

Průměrná cena energie pro chráněné zákazníky 2197,56 Kč/MWh v roce 2003 na napěťové hladině nn klesá o 24,78 Kč/MWh v porovnání s rokem 2002, i když cena silové energie klesá o 70,08 Kč/MWh. Je to způsobeno zvýšením ceny distribuce, zejména kumulativní jednosložkové ceny (o 30,51 Kč/MWh), příspěvku na výkup energie z OZE, KVET (o 10,32 Kč/MWh) a příspěvku na decentralní výrobu (o 1,46 Kč/MWh). Nárůst kumulativní jednosložkové ceny distribuce na napěťové hladině nn je způsoben zejména



růstem ceny za službu přenosové sítě, změnou metodiky při stanovení výkonu transformace vvn/vn, přičemž se projevuje i větší míra přechodu zákazníků z kategorie chráněných do kategorie oprávněných.

Obr. 21



Složky ceny energie pro chráněné zákazníky na jednotlivých hladinách napětí v I. regulačním období

Zdroj: ERÚ; vlastní zpracování

K uvedenému zvětšení cen proti roku 2003 došlo především vlivem zvětšení ceny silové energie dominantního výrobce ČEZ, a. s. Zvětšení ceny dominantního výrobce na trhu s energií reaguje na vzrůst cen energie na významných evropských trzích. Proti roku 2003 se cena silové energie pro dodávky chráněným zákazníkům zvyšuje o 56,95 Kč/MWh. Zvětšení nároků na zajištění bezpečného provozu ES ČR se projevilo v nárůstu nákladu na nákup podpůrných služeb a tím i nárůstu ceny za systémové služby. Cena podpůrných služeb je odvozena od ceny silové energie zmíněných výše. Cena za systémové služby vzroste proti roku 2003 o 13 Kč/MWh. Nárůst výroby energie z OZE a KVET, kterou jsou DS povinny vykupovat za minimální výkupní ceny. Nárůst výroby způsobil dvojnásobný vzrůst ceny na krytí vícenákladů výkupu energie z těchto zdrojů. Cena pro konečné

zákazníky se z titulu podpory obnovitelných zdrojů a kombinované výroby energie a tepla zvýšila proti roku 2003 o 22,47 Kč/MWh.

## Shrnutí

Tab. 9

Zhodnocení výsledků regulace v průběhu I. regulačního období

Výhody	Rizika
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Vzorec byl poměrně jednoduchý a umožnil určitý nadhled nad problematikou.</li> <li>2. Zaručoval určitou jistotu vývoje a stability cen v energetickém odvětví.</li> <li>3. Zavedl regionální ceny energie pro všechny konečné spotřebitele bez výrazných sociálních dopadů a odstranil tak důvody dřívější nutné redistribuce tržeb jednotlivých distribučních společností.</li> <li>4. Dokončil proces cenové nápravy a zavedl novou tarifní soustavu pro domácnosti a podnikatelský maloodběr.</li> <li>5. Motivoval regulované subjekty k úsporám.</li> <li>6. Definoval standardy kvality dodávek energie a souvisejících služeb, aj.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Krátká doba trvání tohoto období.</li> <li>2. Spekulace regulovaných subjektů nad základnou pro další regulační periodu.</li> <li>3. Vývoj skutečných nákladů, odpisů a majetku zcela nekorespondoval s regulátorem stanovenými hodnotami těchto parametrů zejména v důsledku ad 2. (skutečný vývoj byl rozdílný především v majetku, kdy vzorec neumožnil zohlednění jeho změny v I. regulačním období).</li> <li>4. problémy v oblasti informovanosti o právech a povinnostech zákazníků, kteří se stávají oprávněnými zejména v roce 2004 (poslední realizované vlně liberalizace).</li> <li>5. Během I. regulačního období se prokázalo, že v průběhu 3 let není dostatek časového prostoru k zobrazení efektu motivační regulace, aj.</li> </ol>

*Zdroj: vlastní zpracování*

## 5.2 II. regulační období 2005 – 2009

V energetickém odvětví pokračuje liberalizace trhu s energií. Od 1. ledna 2005 jsou oprávněnými zákazníky všichni koneční uživatelé kromě domácností, od 1. ledna 2006 budou oprávněnými zákazníky všichni koneční uživatelé, tzn. že přestala být cenově regulována činnost „dodávka energie chráněným zákazníkům“ (kategorie chráněný zákazník od tohoto data zanikla).

Metoda regulace (regulace výnosových limitů), zvolená pro I. regulační období, přispěla v letech 2002 až 2004 ke stabilitě fungování energetického odvětví a přinesla prvek transparentnosti a předvídatelnosti do vývoje regulovaných cen, a to jak pro konečné zákazníky, tak pro investory.

Druhé regulační období bude pětileté a je stanoveno na dobu od 1. ledna 2005 do 31. prosince 2009. Při přechodu z prvního regulačního období do druhého regulačního období bylo hlavním cílem zachovat stabilitu odvětví, to znamená cenovou stabilitu pro konečného zákazníka při zachování kvality dodávky, a zároveň zachovat ziskovost pro investora. Dalším úkolem je připravit metodu založenou na všeobecně akceptovaných principech, motivovat společnosti ke zvyšování efektivnosti a brát v úvahu investice a vývoj majetku subjektů v průběhu regulačního období.

### **5.2.1 Zásady a podmínky regulace cen**

Při nastavování nových pravidel regulace došlo k některým změnám i v rámci vlastního regulačního vzorce pro výpočet povolených výnosů. Byla opět použita motivační regulace  $RPI - X$ , avšak uplatňována nikoliv na celkové povolené výnosy, ale místo toho na jednotlivé složky (povolené náklady<sup>42</sup>, odpisy<sup>43</sup> a zisk<sup>44</sup>).

Zároveň bylo rozhodnuto stanovit pro přenos energie a pro distribuci energie rozdílné regulační vzorce, čímž měla být postižena specifika, která jsou těmito činnostem vlastní.

Další významnou změnou bylo zavedení časové hodnoty peněz do regulačního vzorce při vyhodnocování korekcí skutečně dosažených výnosů ve vztahu k povoleným výnosům cenově regulovaných činností.

---

<sup>42</sup> Povolené náklady jsou eskalovány faktorem RPI (kombinace mzdového indexu a PPI) sníženým o faktor X.

<sup>43</sup> Odpisy jsou eskalovány faktorem RPI stanoveným na základě PPI (distribuce energie) nebo převzaty z účetnictví subjektů v jednotlivých letech (přenos energie).

<sup>44</sup> Zisk je stanoven ročně aplikací vážených nákladů kapitálu (WACC) na regulační bázi aktiv (RAB). K jednotlivým regulovaným činnostem byl zvolen rozdílný přístup (z toho plynou rozdílné regulační vzorce).

### Přenos energie

Přenos energie je specifická činnost, a také postavení provozovatele přenosové soustavy v České republice ČEPS, a. s., je v porovnání s distribučními společnostmi odlišné. Pro činnost přenosu byl stanoven konečný vzorec pro stanovení povolených výnosů:

$$PV_i = N_0 * (1 - X)^i * \prod_i \frac{(p_{MI} * MI + (1 - p_{MI}) * PPI)}{100} + O_0 + \sum_i \Delta O_i + WACC_{NHBT} * \left( RAB_0 + \sum_i \Delta ZHA_i \right) \quad (4)$$

### Distribuce energie

Pro činnost distribuce energie byl stanoven konečný vzorec pro stanovení povolených výnosů:

$$PV_i = N_0 * (1 - X)^i * \prod_i \frac{(p_{MI} * MI + (1 - p_{MI}) * PPI)}{100} + O_0 + \prod_i \frac{PPI}{100} + WACC_{NHBT} * \left( RAB_0 + \sum_i \Delta ZHA_i \right) \quad (5)$$

kde

$PV_i$	povolené výnosy v příslušném regulovaném roce,
$i$	pořadové číslo příslušného regulovaného roku,
$N_o$	výchozí hodnota provozních nákladů,
$O_0$	výchozí hodnota odpisů,
$RAB_0$	výchozí hodnota regulační báze aktiv,
$WACC_{NHBT}$	míra výnosnosti,
$X$	faktor efektivity,
$MI$	mzdový eskalační faktor,
$PPI$	průmyslový eskalační faktor (index cen průmyslových výrobců),
$p_{MI}$	koeficient mzdového eskalačního faktoru,
$\Delta O_i$	změna hodnoty odpisů v příslušném regulovaném roce,
$\Delta ZHA_i$	změna hodnoty regulační báze aktiv v příslušném regulovaném roce.

## 5.2.2 Nastavení hodnot parametrů

### Zisk

Pro druhé regulační období byl parametr zisk pro činnost distribuce energie definován shodně jako pro činnost přenos energie, tzn. jako součin míry výnosnosti a hodnoty regulační báze aktiv.

### Míra výnosnosti

Míra výnosnosti byla pro II. regulační období stanovena na základě obecně uznávané metodiky výpočtu vážených průměrných nákladů kapitálu – WACC.<sup>45</sup> Přesný způsob výpočtu je uveden v příloze E.

### Regulační báze aktiv

Regulační báze aktiv je základnou pro výpočet zisku, na kterou je uplatňována míra výnosnosti. V případě společnosti ČEPS, a. s., bylo při jejím vzniku (vyčleněním do nově vzniklé dceřiné společnosti ve vlastnictví společnosti ČEZ, a. s.) v roce 1998 provedeno přecenění účetní hodnoty majetku. Proto se ERÚ rozhodlo zůstatkovou hodnotu provozních aktiv, sloužících k zajištění licencované činnosti, použít ke stanovení RAB. Jako vstupní hodnotu pro II. regulační období bylo rozhodnuto použít hodnotu provozních aktiv z posledního účetně uzavřeného roku předcházejícího regulačnímu období, tzn. roku 2003.

Pro činnost distribuce energie se ERÚ rozhodl stanovit počáteční hodnoty regulační báze aktiv analyticky (stanovením hodnoty majetku/aktiv náhradním způsobem). Výchozím ideovým cílem náhradního způsobu stanovení hodnoty regulační báze aktiv bylo zachovat ziskovost odvětví jako celku (v absolutní hodnotě) pro II. regulační období stejnou jako v I. regulačním období.

---

<sup>45</sup> WACC je všeobecně uznávaný parametr, standardně používaný při regulaci přirozených monopolů. Regulátoři v jednotlivých zemích prostřednictvím hodnoty WACC vymezují průměrné náklady na kapitál v energetice.

Výchozí hodnota RAB pro činnost distribuce energie pro II. regulační období byla stanovena následujícím způsobem:

$$RAB_{2005} = RAB_{2000} + \sum_{2001}^{2005} \Delta ZHA \quad (6)$$

$$RAB_{2000} = \frac{zisk_{2000}}{WACC_{NHBT}} \quad (7)$$

Zařazením členu  $\sum_{2001}^{2005} \Delta ZHA$  do vzorce pro výpočet RAB pro rok 2005 byly k hodnotě regulační báze aktiv z roku 2000 přičteny skutečné hodnoty změn zůstatkových hodnot provozních aktiv za roky 2001 až 2003 a náhradním způsobem stanovené hodnoty změn zůstatkových hodnot provozních aktiv za roky 2004 a 2005 jako  $\frac{2}{3} * \sum_{2001}^{2003} \Delta ZHA$ .

### 5.2.3 Koeficienty upravující základní parametry regulačního vzorce

#### Eskalační faktor

*Průmyslový eskalační faktor* byl definován jako index cen průmyslových výrobců a je uplatňován jak na náklady, tak v případě distribuce energie na odpisy. Bylo stanoveno, že v případě deflace ( $PPI < 100$ ) nebude průmyslový eskalační faktor použit, resp. bude roven 100. Průmyslový eskalační faktor se podílí na celkovém eskalačním faktoru uplatňovaném na náklady pro činnost přenos energie 85 % a pro činnost distribuce energie 65 % (1-koeficient mzdového eskalačního faktoru). Na odpisy pro činnost distribuce energie je uplatňován 100% váhou.

Další zásadní změnou, kterou zavedl ERÚ pro II. regulační období, je *mzdový eskalační faktor*, který odráží odlišný vývoj mezd, které jsou součástí povolených nákladů, než je vývoj průmyslového eskalačního faktoru. Je uplatňován pouze na náklady, a do regulačního vzorce je zařazený váhou koeficientu mzdového eskalačního faktoru. Mzdový eskalační faktor se podílí na celkovém eskalačním faktoru pro činnost přenos energie 15 % a pro činnosti distribuce energie 35 % (koeficient mzdového eskalačního faktoru).

#### Faktor efektivity „X“

Jedná se o koeficient, který omezuje vliv eskalačních faktorů na náklady. Tím jsou společnosti nuceny k efektivnějšímu chování spojenému se snižováním nákladů, které působením faktoru „X“ nekopírují růst cen.

Pro celé pětileté II. regulační období stanovil ERÚ pro společnosti podnikající v odvětví energetiky plošný faktor efektivity, který ukládá celkové snížení nákladů o 10 %. Roční hodnota faktoru efektivity je 2,085 % a stanoví se následujícím způsobem:

$$X = 1 - \sqrt[5]{0,9} = 2,085\% \quad (8)$$

#### Korekční faktor „K“

Princip uplatnění korekčního faktoru lze zjednodušeně popsat, jako úpravu skutečných výnosů poskytovatele určité služby na hodnotu povolených výnosů stanovenou regulátorem.

Rozdíl mezi skutečnými výnosy za regulovaný rok, které jsou výsledkem ceny (stanovené jako poměru povolených výnosů a plánu technických jednotek) a skutečných technických jednotek, a povolenými výnosy je korekční faktor za příslušný rok.

Protože je korekční faktor zařazen do povolených výnosů až s dvouletým zpožděním, je při jeho uplatnění zohledněna časová hodnota peněz. Korekce může nabývat kladných nebo záporných hodnot a pro oba případy je časová hodnota peněz jednotná. Zabrání se tak možnému spekulativnímu přístupu při zadávání plánovaných hodnot.

### **5.2.4 Stanovení regulované ceny**

Výsledná cena za dodávku energie, kterou hradí každý konečný zákazník, obsahuje následující složky:

- cena energie (silové energie),
- cena systémových služeb,

- cena za dopravu energie prostřednictvím přenosové a distribučních soustav,
- příspěvek na obnovitelné zdroje a kombinovanou výrobu energie a tepla,
- příspěvek na decentralní výrobu (forma podpory nezávislých výrobců),
- cena za činnost operátora trhu.

Všechny uvedené složky ceny za dodávku energie, kromě ceny silové energie, jsou regulované. Až do konce roku 2005 vstupovala cena silové energie v případě chráněných zákazníků do tarifů jako průměrná nákupní cena stanovená ERÚ. V současné době je cena silové energie již zcela předmětem smluvních vztahů mezi odběratelem a dodavatelem bez vlivu ze strany ERÚ.

#### Přenos energie

V případě regulace cen za přenos energie došlo ve II. regulačním období ke změně rozsahu regulovaných činností, kdy již všechny licencované činnosti společnosti ČEPS, a. s., jsou regulovány. Způsob regulace cen přenosového systému významně ovlivnilo Nařízení 1228/2003 EC a to tím, že neumožňuje zpoplatnit export žádnými platbami. Současně umožňuje regulovat činnost a výnosy z procesu přidělování kapacit na přeshraničních profilech, v důsledku čehož je část příjmů z aukcí použita ke snížení povolených výnosů PPS, které se projevilo snížením ceny za rezervaci kapacity.

Této možnosti ERÚ využil a výnosy z činnosti organizování aukcí na přeshraniční přenosové kapacity, která nebyla v I. regulačním období regulována, jsou ve II. regulačním období zahrnuty do regulace a to následujícím způsobem:

- a) část výnosů z aukcí je zahrnuta do povolených výnosů společnosti za činnost přenosu za účelem jejich celkového snížení a tedy i snížení výsledné ceny za přenos,
- b) část výnosů z aukcí je určena k úhradě nákladů PPS souvisejících s úhradou ITC mechanismu (ITC = Inter-TSO Compensation), v rámci kterého jsou vyrovnávány platby mezi provozovateli přenosových soustav v členských státech Evropské unie v důsledku využívání části přenosového systému ostatními PPS,



- c) část výnosů slouží jednak jako rezerva ke krytí případných záporných sald výsledků ostatních regulovaných činností společnosti ČEPS, a. s., jednak k posílení a rozvoji přeshraničních profilů PPS.

#### Cena systémových služeb

S ohledem na zkušenosti s nákupem podpůrných služeb v minulých letech byla provedena stabilizace nákladů na jejich nákup a definován degresivní charakter těchto nákladů v průběhu druhého regulačního období. K rizikům, která ovlivňují vývoj ceny za systémové služby, patří cena silové energie, budoucí výstavba větrných elektráren na území ČR a výše exportu a importu

Obdobně jako u činnosti přenosu energie provádí ERÚ vyhodnocení výsledků regulace a na jeho základě příslušné korekce, které se promítají do cen za systémové služby v následujícím regulovaném roce se zohledněním časové hodnoty peněz.

#### Cena za distribuci energie

Pro účely regulace cen distribuce energie resp. výnosů z této činnosti je distribuční systém rozčleněn na následující části:

- distribuční síť velmi vysokého napětí (VVN),
- distribuční síť vysokého napětí (VN),
- distribuční síť nízkého napětí (NN).

Obdobně jako u činnosti přenosu i u činnosti distribuce na VVN a VN jsou stanoveny dvě složky ceny za distribuci energie, a to cena za rezervaci kapacity a cena za použití sítí.

#### Ceny za distribuci na distribuční úrovni NN

S postupující liberalizací trhu s energií, kdy se od 1. 1. 2005 stávají oprávněnými zákazníky všichni koneční zákazníci kromě domácností, musela být řešena otázka distribučních sazeb na hladině nízkého napětí.

V distribuci je od roku 2005 zaveden normativ povolené míry ztrát a jeho degresivní charakter v průběhu regulačního období. V souvislosti s liberalizací trhu je zavedena

dvousložková známka<sup>46</sup> na hladině nízkého napětí. Tvoří ji stálá část (Kč/A) a proměnná část (Kč/MWh). Cílem při tvorbě distribučních tarifů bylo zachování relací mezi jednotlivými sazbami. Výhodou je zachování přibližného rozsahu původních sazeb a tedy možnosti pro konečné zákazníky optimalizovat své náklady související s distribucí energie podle typu odběru. Byl zachován způsob přebírání cen regionálních distribučních soustav provozovateli lokálních distribučních soustav.

#### Činnosti Operátora trhu s energií, a. s.

Počáteční úroveň ceny operátora trhu za činnost zúčtování odchylek v ES (činnosti, která je hlavním zdrojem jeho příjmů) pro rok 2005 byla odvozena z hodnoty povolených výnosů (sestavajících z povolených nákladů, odpisů a zisku), stanovené analyticky ERÚ a předpokládané spotřeby energie konečných zákazníků v ČR v roce 2005 včetně lokální spotřeby výrobců. Takto stanovená cena je v jednotlivých letech druhého regulačního období měněna v závislosti na vývoji indexu cen průmyslových výrobců.

Pro II. regulační období byla zrušena cena za vstupní registraci účastníka trhu pro držitele licence na výrobu, distribuci a obchod s energií.

#### Výroba energie ze zdrojů nepřipojených do přenosové soustavy (decentrální výroba)

Pevné ceny, které byly stanoveny pro decentrální zdroje jako forma příspěvku k tržní ceně energie sjednávané mezi výrobcem a odběratelem resp. obchodníkem, byly vyčísleny na základě filozofie úspory nákladů na vyšších napěťových hladinách v důsledku dodávky energie do nižší distribuční úrovně.

Příspěvek pro decentrální zdroje je regionální (stanoven Úřadem individuálně pro jednotlivé provozovatele regionálních distribučních soustav). Na rozdíl od I. regulačního období, kdy byl příspěvek pro decentrální zdroje diferencován podle distribuční úrovně, ve II. regulačním období je příspěvek stanoven jednotně bez rozlišení napěťové úrovně. Výsledky podpory decentrální výroby podléhají regulační korekci za skutečnost dosaženou

---

<sup>46</sup> Dvousložková (kumulativní) poštovní známka je založena na předpokladu stejných cen na celém vymezeném území držitele licence na přenos nebo distribuci na celém vymezeném území držitele licence na přenos nebo distribuci, ceny tedy nejsou závislé na vzdálenosti a umístění konečných zákazníků a jsou diferencovány podle distribučních napěťových úrovní.

v posledním účetně ukončeném kalendářním roce, přičemž se zohledňuje časová hodnota peněz.

#### Příspěvek na výrobu energie z obnovitelných zdrojů

Výrobce má možnost zvolit systém povinného výkupu energie vyrobené z obnovitelných zdrojů energie za minimální výkupní ceny (výkup zajišťují PPS a PDS), nebo systém zelených bonusů (příspěvků k tržní ceně). Pro zajištění podpory výroby energie z obnovitelných zdrojů je od začátku II. regulačního období zpoplatněna i lokální spotřeba a přímí odběratelé z přenosové sítě.

Minimální výkupní ceny energie z jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů jsou stanoveny v závislosti na výši investičních a provozních nákladů jednotlivých kategorií zdrojů. Při výpočtu byla použita metodika čisté současné hodnoty generovaných hotovostních toků projektů (NPV CF) za dobu životnosti dané technologie rovné nule při diskontní sazbě 7 %. Při tvorbě cen je zachovávána výnosnost jednotlivých kategorií zdrojů, projevující se v diferenciaci cen v závislosti na uvedení zdroje do provozu. Diferenciace cen je důsledkem změn úrovně investičních i provozních nákladů v důsledku rozvoje používaných technologií.

Příspěvek je celostátně jednotný. Skutečná výše tržeb z příspěvku na krytí vícenákladů spojených s výkupem energie z obnovitelných zdrojů je za účetně ukončený kalendářní rok ověřována se skutečnými náklady spojenými s výkupem energie z uvedených zdrojů a následně korigována. Korekce se promítá do cen v následujícím regulovaném roce se zohledněním časové hodnoty peněz.

#### Příspěvek na kombinovanou výrobu energie a tepla, druhotné zdroje

Při využívání tepla primárně určeného pro výrobu energie dochází k významné úspoře paliva v porovnání s čistě elektrárenskými a teplárenskými provozovny. Proto je důležité tuto oblast ochrany životního prostředí také ekonomicky zvýhodnit.

Podporované zdroje byly rozděleny do několika kategorií s rozdílnou úrovní podpory:

- zdroje s instalovaným výkonem do 1 MW<sub>e</sub>,
- zdroje s instalovaným výkonem od 1 MW<sub>e</sub> do 5 MW<sub>e</sub> včetně,
- zdroje s instalovaným výkonem nad 5 MW<sub>e</sub>,
- zdroje spalující zemní plyn s instalovaným výkonem od 5 MW<sub>e</sub> do 10 MW<sub>e</sub> včetně,
- zdroje spalující obnovitelné zdroje energie a degazační plyn.

Příspěvek je celostátně jednotný. Ekonomické výsledky z této činnosti jsou každoročně ověřovány, korigovány a promítány do regulovaných cen v následujícím regulovaném roce se zohledněním časové hodnoty peněz.

#### Cena za dodávku energie chráněnému zákazníkovi

Do konce roku 2005 byla regulována i cena za dodávku energie pro chráněného zákazníka v Kč/MWh. Tato cena se skládá z:

- ceny za systémové služby,
- ceny za přenos energie,
- ceny za distribuci, zahrnující příspěvek na decentralní výrobu a cenu PDS za zprostředkování plateb,
- ceny příspěvku na krytí vícenákladů souvisejících s povinným výkupem energie z obnovitelných zdrojů a kogenerace,
- celostátně jednotné pevné ceny za činnost zúčtování OTE vztažené k odběru konečných zákazníků,
- ceny obchodu s energií pro chráněné zákazníky zahrnující rovněž ziskovou marži pro činnost dodávky energie chráněným zákazníkům,
- nákupní ceny silové energie stanovené ERÚ individuálně pro jednotlivé držitele licence.

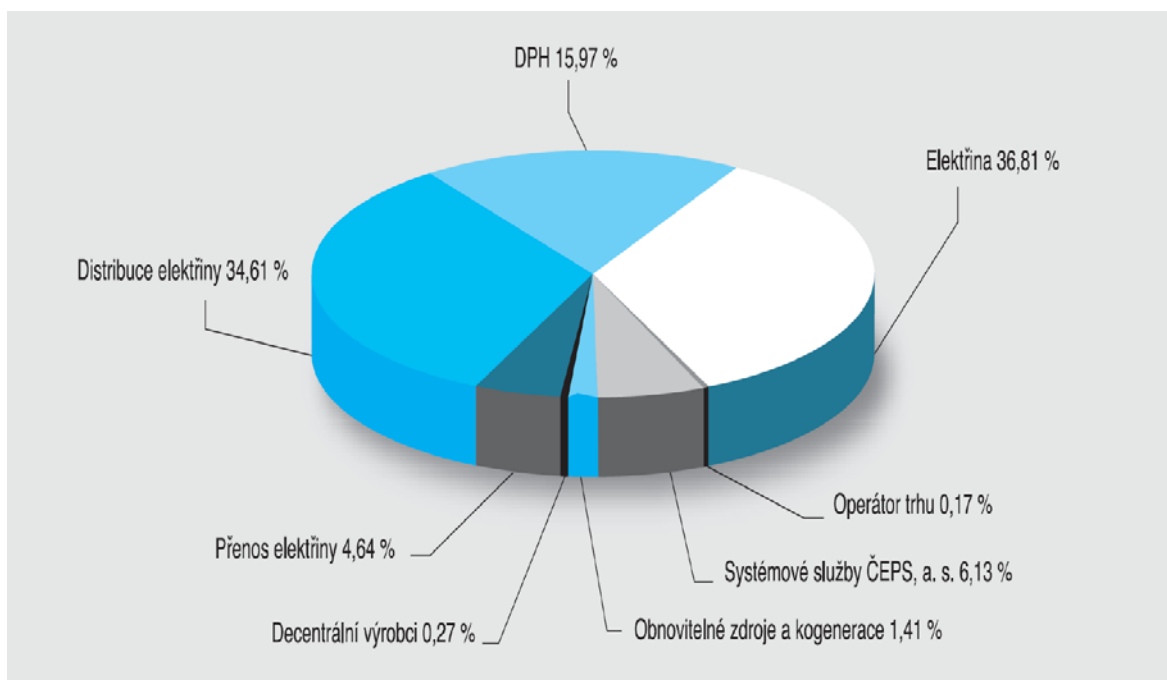
Nákupní cena silové energie byla vždy do výpočtu tarifů pro chráněné zákazníky uplatňována jako průměrná cena stanovená individuálně pro jednotlivé provozovatele regionálních distribučních soustav na základě ocenění odběrového diagramu chráněných zákazníků.

Podíl jednotlivých složek ceny dodávky pro chráněné zákazníky v roce 2005 je uveden v Obr. 22.

### Daň z energie

V roce 2008 se do ceny dodávky energie jako její další položka poprvé přičítá nová ekologická daň z energie. Sazba této daně je 28,30 Kč/MWh s výjimkou osvobozené energie pocházející z obnovitelných zdrojů energie a dále energie spotřebované v energeticky náročných procesech a veřejné dopravě.

Obr. 22



Podíl jednotlivých složek ceny za dodávku energie pro domácnosti v roce 2005

*Zdroj: 10 let regulace v elektroenergetice*

## **5.3 III regulační období 2010 – 2014**

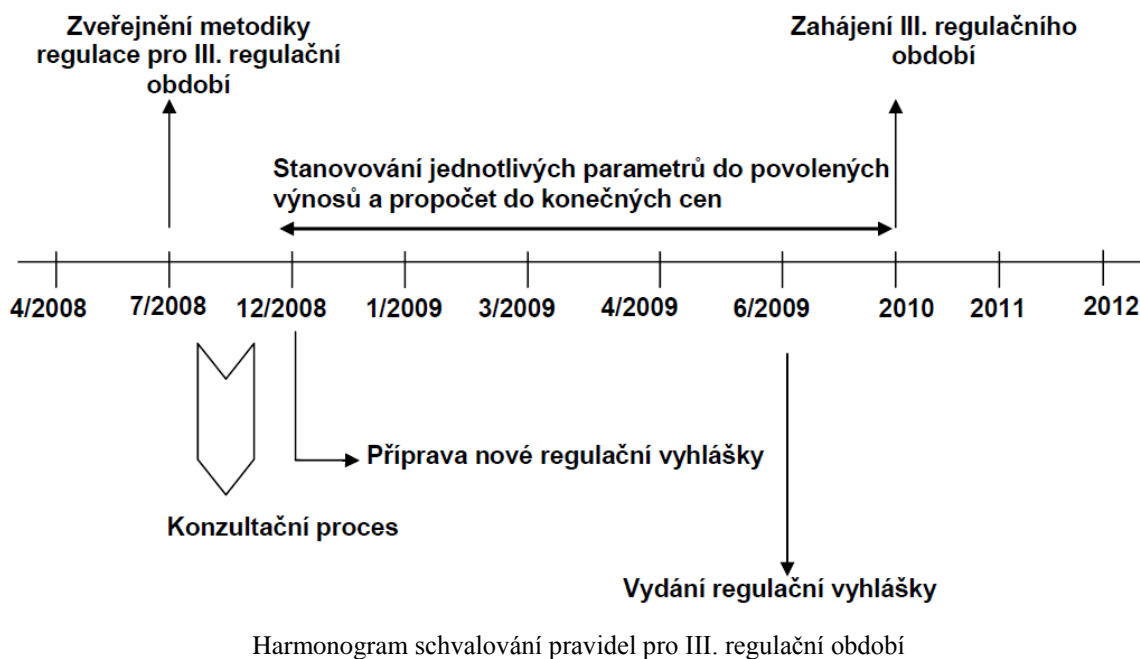
Již v průběhu roku 2008 byly zahájeny rozsáhlé přípravy na III. regulační období, které bude pětileté, započne 1. ledna 2010 a bude trvat do 31. prosince 2014. ERÚ vypracoval návrh strategie pro další regulační periodu, jehož cílem je určit přiměřenou úroveň zisku pro společnosti během následujících pěti let, zajistit dostatečnou kvalitu poskytovaných

služeb zákazníkům při efektivně vynaložených nákladech, podpořit budoucí investice, zajistit zdroje pro obnovu sítí a nadále zvyšovat efektivitu, ze které budou profitovat také zákazníci.

### 5.3.1 Harmonogram postupu prací

Časový harmonogram, který je nutné dodržet pro úspěšné stanovení východisek pro III. regulační období a jeho jednotlivé fáze, je uveden na následujícím obrázku. Rámcově harmonogram dává jasnější představu, jak bude ERÚ postupovat při tvorbě a zavedení metodiky III. regulačního období, přípravě podkladů a parametrů a přípravě legislativy až po tvorbu cen a tarifů.

Obr. 23



Zdroj: ERÚ

### 5.3.2 Popis nastavení parametrů regulace

Před rozvíjením dalších návrhů konkrétních parametrů regulace musel ERÚ rozhodnout, jakou metodu regulace v další regulační periodě použije. Obě metody mají společný základ vzorce (RPI-X), ve kterém RPI zohledňuje inflaci a faktor X vyjadřuje požadavek regulátora na zvýšení efektivity provozovatelů sítě. Pokud se jedná o výběr mezi metodami price-cap a revenue-cap, je třeba vycházet z konkrétních podmínek a stavu prostředí, přičemž vhodnost jedné či druhé varianty se může střednědobě měnit.

Při stanovování metodiky regulace III. regulačního období Energetický regulační úřad rozhodl znovu použít metodu regulace revenue-cap. K tomuto rozhodnutí vedla zejména důležitá skutečnost, že podmínkou pro aplikaci způsobu price-cap je zmiňované prvotní nastavení výchozích podmínek regulace a jednotlivých parametrů analytickými metodami, které budou platit až do konce regulačního období. Při současném stavu regulačního prostředí ale není možné použít metodu price-cap do té doby, než bude konkrétně dořešen vývoj jednotlivých parametrů, protože z důvodu procesů unbundlingu a transformace společností ERÚ nemá pro uvedenou metodu dostatečné podklady k určení výchozích podmínek regulace.

Pokud Energetický regulační úřad navrhuje změnu v přístupu k parametru vstupujícímu do regulace musí, podle současné platné národní a evropské legislativy povinen vypracovat, navrhnout a analyzovat více variant a poté jasně uvést kterou variantu realizuje.

#### Eskalační faktor

V metodice pro III. regulační období došlo ke zrušení eskalačního faktoru složeného z průmyslového a mzdového faktoru a byla nově stanovena eskalace indexem cen tržních služeb<sup>47</sup> (IS) z důvodu lepší vypovídající schopnosti o současné struktuře nákladů transformovaných společností podnikající v energetice.

---

<sup>47</sup> Energetický regulační úřad navrhuje stanovit index cen tržních služeb v produkční sféře na základě klouzavého průměru (podílu průměru bazických indexů cen tržních služeb za posledních 12 měsíců k průměru indexu za předchozích 12 měsíců) vykázaného Českým statistickým úřadem v tabulce indexů cen tržních služeb 7008 za měsíc duben roku t.

### Faktor efektivity X

Pro celé pětileté II. regulační období stanovil ERÚ pro společnosti podnikající v energetickém odvětví plošný faktor efektivity, který ukládal celkové snížení nákladů o 10 %. Roční hodnota faktoru X tedy byla stanovena na 2,085 %. Pro III. regulační období navrhuje ERÚ snížit plošný faktor efektivity z 10 % na 5 %.

Energetický regulační úřad tedy neustále shledává rezervy ve výši nákladů jednotlivých subjektů. Zároveň si však také uvědomuje nutnost motivovat společnosti k orientaci na kvalitu dodávek energie a na poskytování kvalitních služeb zákazníkovi, a proto také neponechává eskalační faktor ve stejné výši jako ve II. regulačním období, ale navrhuje jeho snížení.

### Časová hodnota peněz

Součástí regulačních mechanismů ve II. regulačním období byl rovněž systém korekcí, který zajišťoval, že případné nadvýnosy či nedovýběry finančních prostředků, způsobené odlišným vývojem spotřeby uhrazující jednotlivé regulované ceny, byly promítány do regulovaných cen v následujících letech. Na tyto rozdíly byla aplikována tzv. časová hodnota peněz, která respektovala určitou ušlou příležitost, a to jak na straně regulovaných subjektů, tak na straně plátců regulovaných cen. Stejný mechanismus bude zachován i pro III. regulační období.

### Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál (WACC)

Míra výnosnosti bude vypočítána na základě všeobecně akceptované metodiky výpočtu vážených průměrných nákladů kapitálu - WACC. Způsob výpočtu je uveden v příloze E.



Tab. 10:

Porovnání hodnot WACC v posledním roce II. regulačního období s navrhovanými hodnotami pro III. regulační období.

Parametr vzorce	Přenos elektřiny		Distribuce elektřiny		Přeprava plynu		Distribuce plynu	
	II. RO rok 2009	III. RO rok 2010	II. RO rok 2009	III. RO rok 2010	II. RO rok 2009	III. RO rok 2010	II. RO rok 2009	III. RO rok 2010
<b>Hodnota</b>	<b>Hodnota</b>	<b>Hodnota</b>	<b>Hodnota</b>	<b>Hodnota</b>	<b>Hodnota</b>	<b>Hodnota</b>	<b>Hodnota</b>	<b>Hodnota</b>
$r_f$ = bezriziková výnosová míra	4,18%	3,44%	4,18%	3,44%	4,18%	3,44%	4,18%	3,44%
$\beta_{unL}$ = koeficient beta nevážený	0,250	0,250	0,350	0,300	0,350	0,300	0,400	0,350
$\beta_L$ = koeficient beta vážený	0,300	0,337	0,470	0,462	0,420	0,404	0,537	0,539
ERP = tržní riziková přírážka	6,32%	5,84%	6,32%	5,84%	6,32%	5,84%	6,32%	5,84%
D = objem cizího kapitálu	20%	30%	30%	40%	20%	30%	30%	40%
E = objem vlastního kapitálu	80%	70%	70%	60%	80%	70%	70%	60%
T = daňová sazba	20,0%	19,0%	20,0%	19,0%	20,0%	19,0%	20,0%	19,0%
CS = debt premium	0,50%	0,41%	0,50%	0,50%	0,50%	0,41%	0,50%	0,50%
$r_d$ = náklady cizího kapitálu	4,68%	3,85%	4,68%	3,94%	4,68%	3,85%	4,68%	3,94%
$r_e$ = náklady vlastního kapitálu	6,08%	5,41%	7,15%	6,14%	6,83%	5,80%	7,57%	6,59%
<b>WACC<sub>NHAT</sub> - nominální hodnota (po zdanění)</b>	<b>5,610%</b>	<b>4,720%</b>	<b>6,128%</b>	<b>4,959%</b>	<b>6,216%</b>	<b>4,996%</b>	<b>6,426%</b>	<b>5,229%</b>
Daň z příjmu právnických osob	20,0%	19,0%	20,0%	19,0%	20,0%	19,0%	20,0%	19,0%
<b>WACC<sub>NHBT</sub> - nominální hodnota (před zdaněním)</b>	<b>7,012%</b>	<b>5,828%</b>	<b>7,661%</b>	<b>6,123%</b>	<b>7,770%</b>	<b>6,168%</b>	<b>8,032%</b>	<b>6,456%</b>

Zdroj: ERÚ

### Regulační báze aktiv

Stejně jako ve II. regulačním období zůstane zachováno nastavení parametru zisk jako součinu míry výnosnosti (WACC) a hodnoty regulační báze aktiv (RAB).

Vstupní hodnota RAB bude stanovena ve výši účetních hodnot posledního uzavřeného kalendářního roku II. regulačního období, tzn. roku 2008. V dalších letech bude hodnota každoročně upravována o skutečnou změnu účetních zůstatkových hodnot provozních aktiv.

$$zisk_{2010} = RAB_{2010} * WACC_{2010} + K_{I2008} \quad (9)$$

$$zisk_{2011} = RAB_{2011} * WACC_{2011} + K_{I2009} \quad (10)$$

$$zisk_{2012} = RAB_{2012} * WACC_{2012} + K_{I2010} \quad (11)$$

$$zisk_{2013} = RAB_{2013} * WACC_{2013} + K_{I2011} \quad (12)$$

## **6. Energetická burza PXE**

Současný vznik trhu s energií v Evropě je vedle rozvoje různých druhů obchodování charakterizován existencí a vznikem cenových indexů a vznikem burz s energií. Ne jinak tomu je i v ČR, kdy od 17. června 2007 zahájila 1. a jediným obchodem svojí činnost česká Energetická burza Praha (PXE). Vznik a zahájení činnosti PXE znamenal další významný krok k formování liberálních tržních vztahů v oblasti obchodu s energií České republiky, ale pravděpodobně i ve střední Evropě.

Obchod realizovala firma ČEZ, která nakoupila na energetické burze svojí vlastní produkci na měsíc říjen 2007 ve výši: 3 725 MWh za cca 3 930 tisíc Kč, tj. 1,05 Kč/kWh. Od této základní ceny po přidání poplatků za:

- přenos,
- systémové služby,
- podporu výroby energie z kogenerace a obnovitelných zdrojů,
- za distribuci,
- za obchod
- a přičtení přiměřeného zisku přenositelům energie (ČEPS), distributorům, dodavatelům;

se bude odvíjet nákupní a prodejní cena pro koncové spotřebitele energie.

### **6.1 Postupné zahájení činnosti**

Hlavním cílem burzy je vytvářet cenu energie transparentnějším způsobem oproti stávajícímu systému, kdy je cena založena především na aukcích energetické společnosti ČEZ. Transparentnost cenové tvorby je navíc i jedním z požadavků vyplývajících z liberalizace evropského trhu s energiemi.

Kvůli obavám z cenového šoku byl rozjezd Energetické burzy pozvolný. Na počátku se obchodovalo pouze s produkty s dobou dodání v posledním čtvrtletí roku 2007. Vzhledem k tomu, že drtivá většina obchodníků má již na toto období energii nakoupenou, cena

nedostála dramatických změn. O týden později, 25. července 2007, se na burze začalo obchodovat s produktem s termínem dodání do konce roku 2008 a 2009. Jde o spojený produkt dvou futures na roky 2008 a 2009, který má takto snížit riziko rychlého nárůstu ceny v důsledku spekulací. Z tohoto důvodu Energetická burza rozhodla o zafixování ceny na rok 2008 na úrovni odvozené ceny z výsledků obchodování s energií na německé energetické burze (50,42 eur za MWh). O měsíc později se na burze obchodovalo již s rozdělenými produkty dodávek základního zatížení na roky 2008 a 2009 a poté se začalo obchodovat se standardními produkty na čtvrtletí a měsíce roku 2008.

## 6.2 Princip obchodování

Energetická burza Praha neboli PXE, jejíž doménou je obchodování s futures kontrakty energie s fyzickým dodáním, je druhý spotový trh na území ČR vedle platformy OTE, a. s., která od svého vzniku v roce 2002 je koncipována jako aukce na základě obdržených nabídek a poptávek energie na 24 obchodních hodin následujícího dne, a to v režimu 7 dní v týdnu, 365 dní v roce. OTE pak stanovuje (do 11:45 hodin) z obdržených nabídek a poptávek nabídkovou a poptávkovou křivku a bod jejich průniku pro každou obchodní hodinu následujícího obchodního dne. Cílem tohoto procesu je vyhodnocení přijatých nabídek a poptávek a stanovení hodinové ceny a množství energie akceptované pro jednotlivé nabídky a poptávky. Každý účastník obchodování je tak informován o množství energie, které koupil, nebo prodal a zároveň o částce, kterou má zaplatit, nebo kterou obdrží.

Spotový trh PXE je organizován v euro, na rozdíl od současného korunového trhu OTE a koná se pouze v pracovních dnech. Jeho největší význam spočívá v možnosti ocenění futures kontraktů pro jejich vypořádání (produkty s finančním vypořádáním)<sup>48</sup>. V návaznosti na požadavky trhu a neustálý rozvoj v oblasti obchodování se OTE a PXE

---

<sup>48</sup> PXE obdržela od ČNB licenci na organizování trhu s komoditními deriváty, na které se podle novely zákona o podnikání na kapitálovém trhu nově nahlíží jako na investiční nástroje. Licence umožní PXE organizovat trh nejenom s deriváty s fyzickým vypořádáním tak jako doposud, ale nově umožní vypsání produktů s finančním vypořádáním a dalším přínosem je fakt, že je licence regulátora finančního trhu uznávána na celém území unie, proto může PXE flexibilně řešit otázky další expanze.

dohodly na tom, že k 1. únoru 2009 dojde k integraci těchto dvou dosud nezávislých trhů na bázi denního trhu OTE (pro členy PXE bude zajištěn přístup na tento trh i prostřednictvím terminálu PXE).

Výsledkem bude jediné tržní místo pro ČR (což by mělo mít kladný vliv na likviditu tohoto trhu) navíc s nepřetržitým provozem a sesouhlasením a vypořádáním v euro. Právě posledně jmenovaná skutečnost, tj. zavedení obchodování v euro místo korun, umožní reagovat na přání trhu a zároveň umožní a podpoří integraci tržišť OTE a PXE. Nabídky a poptávky tak budou podávány na tento trh v euro a v této měně proběhne také sesouhlasení. Pro účastníky trhu s eurovými účty u banky operátora trhu proběhne vypořádání v této měně. Pro ostatní účastníky trhu bude zachována možnost vypořádání také v Kč.

## **6.3 Deriváty**

Deriváty jsou finanční obchody (smlouvy), jejichž původ je ve finančním sektoru (resp. v obchodu s komoditami) a jejich popis a pravidla jsou obecně známy. Co je zatím zcela nové, je jejich reálné uplatnění v obchodě s energií. Rozlišujeme tři základní deriváty:

- termínové kontrakty typu forward a typu futures,
- swapy,
- opce.

### **6.3.1 Kontrakty typu forward**

Jedná se o bilaterální kontrakt, o oboustranný závazek dodat a převzít předem stanovené množství energie v předem dohodnutém termínu a obvykle za dohodnutou cenu, přičemž poslední podmínka může být ještě různě specifikována.

### **6.3.2 Kontrakt typu futures**

Kontrakty typu futures mají podobný princip jako kontrakty typu forward, tj. přijetí závazku na dodání či nákup energie v budoucnosti. Jsou však přizpůsobeny tak, aby s nimi bylo možné obchodovat na burze. Z tohoto důvodu jsou standardizovány, což si provádí každá burza sama. Důležité však je, že pomocí menší finanční částky si lze zajistit dodávku či odběr mnohem většího množství energie (tzv. pákový efekt). K výhodám patří zejména

jejich jednoduchost, omezení rizika ve vztahu k druhé straně, denní zúčtování zisku a značná likvidita.

### 6.3.3 Swapy

Swapy nejsou určeny k zajištění dodávky energie, jsou především k omezení a řízení rizik. V energetice je nejznámějším druhem swapu tzv. contract for differences, kdy si obchodní strany sjednají cenu energie dopředu a zároveň si dohodnou, že si budou vzájemně vyrovnávat ceny oproti tržní ceně stanovené např. na spotovém trhu. Výhodou swapů je zejména flexibilita, absence iniciačního poplatku a snížení rizika obou stran.

### 6.3.4 Opce

Při opčních kontraktech má pouze jedna strana, kterou je držitel opce nebo ten, kdo ji kupuje, právo, ale nikoliv povinnost svou opci buď uplatnit, nebo ji vůbec nepoužít. To je podstatný rozdíl od předchozích derivátů, kdy obě strany přejímají jednoznačný závazek. Opce je tedy právo (které se kupuje), ale ne povinnost koupit nebo prodat energii za stanovenou cenu ke stanovenému datu, přičemž se za toto právo platí stanovené poplatky. Opce pracují jako jistý druh pojištění, neboť ten, kdo opci kupuje, snižuje své riziko, ale za to platí nákupem opce. Lze očekávat, že po rozvoji trhu s energií bude trh s opcemi na energii velmi likvidní.

Tab. 11: Porovnání možností obchodování s deriváty

<b>Burza</b>	<b>Bilaterální obchody</b>
Obchoduje se s kontrakty typu futures a s opcemi	Obchoduje se s kontrakty typu forward, s opcemi a se swapy
Obchody jsou standardizovány	Obchody jsou dohadovány individuálně
Ceny jsou transparentní	Ceny jsou méně transparentní
Obchody jsou anonymní	Obchody jsou neanonymní
Kontrakty jsou snadno obchodovatelné	Je obtížnější obchodovatelnost

*Zdroj: Energetika 12/2000; (vlastní zpracování)*

## 7. Závěr

Hlavním cílem této práce je zmapování vývoje regulace a liberalizace v České republice v období let 1990–2009 s důrazem na model obchodování se silovou energií. Důvodem k liberalizaci energetického trhu v ČR bylo přizpůsobení se celoevropskému trendu, který vidí v liberalizaci prostředek k snížení cen energie v důsledku většího konkurenčního prostředí. Oblast ekonomické regulace prošla ve sledovaném období dynamickým vývojem. Dochází k přizpůsobování staré legislativy a vzniku nové, jsou vytvářeny legislativní a věcné podmínky pro podnikání soukromých subjektů. Právní úprava všech těchto oblastí ve stálém pohybu. Obecně lze vysledovat dvě vlny legislativních změn. První vlna přichází na počátku 90. let po pádu komunismu. V rámci této vlny je cílem nových přijímaných zákonů a novelizací vytvoření rámcových podmínek pro působení tržního mechanismu. V průběhu 90. let jsou potom podmínky na základě zkušeností přizpůsobovány konkrétním potřebám hospodářství, a dochází tak k dalším úpravám legislativy. Druhá vlna legislativních změn přichází na přelomu 20. a 21. století s přípravou České republiky na vstup do EU.

Aspektem liberalizace trhu s energií v ČR byl vznik nových institucí a to Energetického regulačního úřadu (ERÚ), Operátora trhu s energií (OTE) a Státní energetické inspekce (SEI). Důležitým pojmem se stal také pojem „unbundling“ což se dá volně přeložit jako „rozbalení“. Význam tohoto pojmu je v tom, že byl oddělen obchod od distribuce, což má za následek tzv. úplnou liberalizaci energetických odvětví. Trh s energií byl tak v důsledku úplné liberalizace rozdělen na výrobu energie a obchod s elektrickou energií s tím, že přenos elektrické energie a distribuci elektrické energie nejsou předmětem trhu, ale regulované činnosti. S tímto rozdělením vznikly také subjekty, jako je výrobce energie, provozovatel přenosové soustavy (PPS) (v ČR má na tuto službu monopol společnost ČEPS), provozovatel distribuční soustavy (PDS) a obchodník s energií. Pro konečného zákazníka je nejdůležitější obchodník s energií a distributor energie, kteří jsou zodpovědní za konečnou cenu, za kterou je energie konečnému zákazníkovi nabízena.

Od počátku sledovaného období dochází k významnému poklesu podílu státu v hospodářství a role státu je omezena především na nápravu tržních selhání, tedy regulace

a dohled nad činností síťových odvětví, zabránění tendencím k monopolizaci a získávání ekonomické renty. Ve všech tržních ekonomikách se vyskytují oblasti, kde vytvoření soutěžního prostředí není efektivní, neboť na těchto úsecích trhu může být dokonce dosaženo v důsledku efektu z rozsahu jedním monopolním dodavatelem nejnižších nákladů a vzniká tzv. přirozený monopol.

V odvětví energetiky jsou a i nadále budou činnosti, které lze považovat za přirozený monopol zejména přenos a distribuce energie. Stejně jako existence těchto monopolů je přirozená otázka, jaký zisk má být přiznán subjektům, které podnikají v těchto oblastech. Nevhodná metoda ekonomické regulace může přitom vést k cenám, které jsou vyšší než nezbytně nutné. Naproti tomu nelze ani přirozeně monopolním činnostem v oblasti přenosu a distribuce energie upřít právo na přiměřený, regulovaný zisk. Jeho výše by ale měla mj. respektovat dlouhodobé potřeby dané činnosti, takže i zde se opět dostáváme k hledisku dlouhodobé rovnováhy peněžních toků příjmů a výdajů, podobně jako je tomu u rozhodovacích modelů v klasické problematice efektivnosti investic.

Nefungujících nebo nedokonale fungujících tržní mechanismy nahrazuje regulace. Regulace se kromě stanovení různých podmínek a pravidel podnikání projevuje zejména regulací cen a stanovením určitých standardů úrovně služeb, spolehlivosti dodávek apod. Cenová regulace je velmi vážným zásahem do podnikání a proto se domnívám, že její metody musí respektovat ekonomické zásady podobně, jako by tomu bylo v případě běžného soukromého podnikání. Cílem regulace totiž není jen ochrana zákazníků před možným zneužitím dominantního postavení dodavatele a určitá náhrada soutěžního prostředí, ale i ochrana práv podnikatelských subjektů a jejich vlastníků včetně nároků na odměnu, přiměřenou podmínkám podnikání. Současný systém regulace v České republice je obdobou systémů uplatňovaných ve vyspělých tržních ekonomikách.

V českém systému regulace ovšem stále přetrvává řada neduhů, jejichž odstranění by výrazně přispělo k růstu kvality podnikatelského prostředí, a to zejména v těchto segmentech energetického trhu:

- výroba energie – kde působí jediný dominantní výrobce (ČEZ), který ovládá 65 % distribučních společností (REAS)<sup>49</sup>, z tohoto důvodu nezávislí výrobci kvůli snížení obchodního rizika, preferují prodej celé výroby distribučním společností nebo pro podpůrné služby. Řešením může být partnerství na využití druhotných paliv (Francie) nebo role průmyslových spotřebitelů na financování výstavby a provozu elektráren (Finsko);
- prodej energie – největší obchodníci vlastníci ostatní 3 REAS (E.ON, PRE) se snaží pouze držet stávající pozice a neusilují o rozšíření portfolia zákazníků, neboť jsou závislí na nákupu zdrojů z ČEZu, možné řešení je posílení přeshraničních obchodů.
- investice do výroby - investiční aktivity a modernizace zdrojů v ČR neodpovídají enormnímu růstu cen a zisků (ČEZ). Velká část prostředků odchází z průmyslu ke škodě jeho konkurenceschopnosti, a to převážně z investic ČEZu, např. na Balkánském poloostrově a ve Východní Evropě. Možné řešení je udělit pravomoc Evropskému Systémovému Operátorovi (ESO) spolurozhodovat o investicích do sítí k eliminaci přeshraničních problémů.
- nedostatečná vyjednávací pozice odběratelů vůči dodavatelům, kteří jsou ovlivňováni dominantním výrobcem, jehož majoritním vlastníkem je stát. Regulovaný monopol je nahrazen neregulovaným oligopolem.

Český trh je charakterizován nedostatečnou konkurenceschopností a dominantním postavením ČEZ, který ovlivňuje chování ostatních účastníků trhu. Vyjednávat o ceně lze pouze v omezeném rozsahu několika procent prodejní marže přidané k aukčním cenám vyhlášeným ČEZ. Vývoj ceny není dostatečně předvídatelný, neboť není určován ekonomickými pravidly nabídky a poptávky. Formy obchodování jsou výrazně omezeny pouze na úroveň bilaterálních smluv v ročním časovém horizontu.

---

<sup>49</sup> Konkurenční prostředí působilo na ceny pouze 2 roky, protože vláda podpořila konsolidaci energetiky schválením spojení ČEZ s pěti REAS v roce 2005, tj. bundling obráceně proti trendu unbundlingu v EU.



## Seznam literatury

### Citace

- [1] Samuelson, Paul. A., a William D. Nordhaus: Ekonomie, Nakladatelství Svoboda 1991, 1. Vydání, str. 978

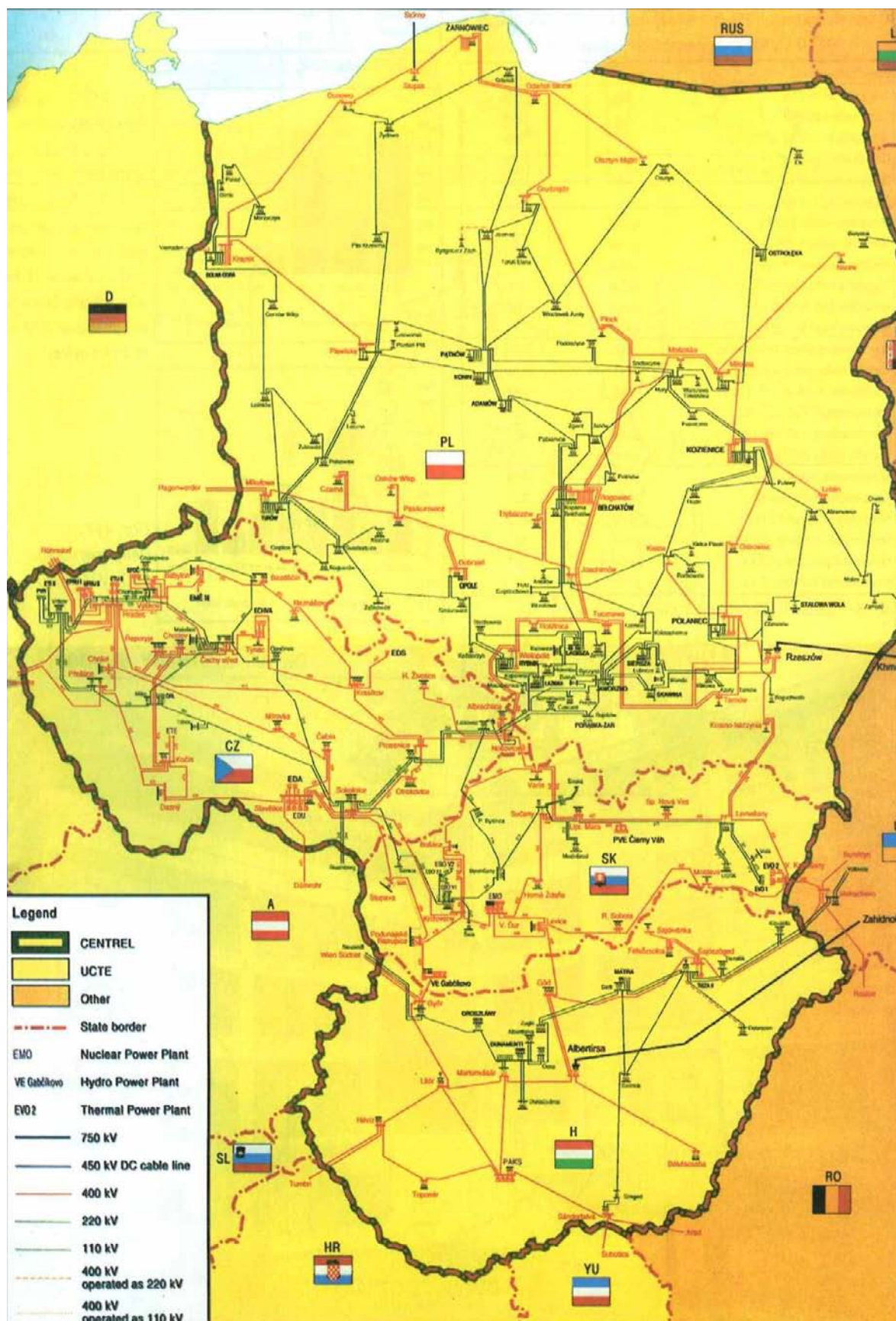
### Bibliografie

- [1] Kubín, M.: Přenosy elektrické energie ČR v kontextu evropského vývoje,
- [2] Píha, M.: Cesty k zajištění konkurenčního postavení české elektroenergetiky na trhu s energií, Energetika, 53, 2003, č. 11, s. 378-379
- [3] Černý, L.: Očekávání z liberalizace energetiky, Energie & Peníze, 2006, č. 12, s. 360 – 368
- [4] Kacvinský, P., Pártl, O., Veselá, M., Janša, J.: 10 let regulace v elektroenergetice, Big Ben Novelties, s. r. o. 2007, Praha
- [5] Samuelson, Paul A., Nordhaus, William D.: Ekonomie, Svoboda 1991, Praha
- [6] Peacock, A.T., Rowlez, C.K.: Welfare economics and the public regulation of natural monopoly. Journal of Public economics. VIII/1972. In.: Schmalensee, R.: The controll of natural monopolies. Toronto. Lexington books. 1979.
- [7] Waterson, M.: Regulation of the Firm and natural monopoly. Oxford. Basil Blackwell. 1988.
- [8] Jehlička. J.: Novelizace tarifní politiky v oblasti elektřiny, Energetika 4/2001, str. 116 – 118
- [9] Marvan. M.: Model elektroenergetiky ČR, Energetika 10/1998, str. 321 – 32
- [10] <http://www.cez.cz/cs/o-spolecnosti/cez/struktura-akcionaru.html>
- [11] Hlaváč, J., Rektořík, J., Skřídlovská, E.: Ekonomika a řízení technické infrastruktury. Masarykova univerzita Brno 1996
- [12] [www.pxe.cz](http://www.pxe.cz)
- [13] [www.eru.cz](http://www.eru.cz)
- [14] [www.pse.cz](http://www.pse.cz)
- [15] [www.ote-cr.cz](http://www.ote-cr.cz)
- [16] [www.mpo.cz](http://www.mpo.cz)
- [17] [www.euroenergie.cz](http://www.euroenergie.cz)
- [18] [www.czso.cz](http://www.czso.cz)

## **Seznam příloh**

- A: Power system of CENTREL as a part of the UCTE
- B: Výpočet ekonomických cen
- C: Výpočet diferenční ceny DRi
- D: Schéma distribučních a přenosových sítí ČR 110 – 400 kV k 1. 1. 2009
- E: Způsob výpočtu míry výnosnosti – WACC

Příloha A: Power system of CENTREL as a part of the UCTE



## Příloha č. B: Výpočet ekonomických cen

### Ekonomické ceny

Podstatou nákladové analýzy byl výpočet komerčně přijatelných (ekonomických) cen ve stálých cenách roku 1997 ( $c_{ekonil}^{1997}$ ) pro všechny činnosti všech regulovaných subjektů. Hodnota rentability provozních aktiv byla při výpočtech použita předem stanovená „komerčně přijatelná míra rentability přeceněných provozních aktiv“  $r_{ekon}$ .

$$KV_{ekon1}^{1997} = PN_1 + PA_1 * r_{ekon}$$

$$KV_{ekonil}^{1997} = PN_{il} + PZ_{il}$$

$$PZ_{il} = PN_{il} * (KV_{ekon1}^{1997} - PN_1) / PN_1$$

$$c_{ekonil}^{1997} = KV_{ekonil}^{1997} / DOD_{1997il}$$

kde

- i index symbolicky označující jednotlivé regulované činnosti,
- l index symbolicky označující jednotlivé regulované subjekty.

### Nutná míra nápravy cen

Rozdíl mezi ekonomickými cenami činností a skutečnými cenami, vypočítanými z prodejních cen energie a z průměrných předacích cen energie ČEZ a REAS podle auditovaných údajů 1997, udával nutnou míru „nápravy“ cen v cenové úrovni roku 1997. V podstatě tento údaj uváděl, o kolik se měly jednotlivé ceny činností v roce 1997 jednorázově zvýšit či snížit, aby mohly být považovány za komerčně přijatelné.

$$\Delta c_{il}^{1997} = c_{ekonil}^{1997} - c_{1997il}$$

kde pro distribuční činnost platí

$$c_{1997il} = c_{1997prodilREAS1} - PPC_{1997REAS1}$$

kde

- $c_{1997il}$  ceny jednotlivých činností regulovaných subjektů I v roce 1997,
- $c_{1997prodil}$  prodejní cena energie REAS 1 na napěťové hladině i v roce 1997<sup>50</sup>,
- $PPC_{1997REAS1}$  nákupní cena energie REAS 1 od ČEZ v roce 1997.

Proces řízené nápravy cen byl rozložen do období čtyř let. Za předpokladu rovnoměrného meziročního nárůstu byla úroveň cen v jednotlivých letech určena vztahem

$$c_{nil}^{1997} = c_{1997il} + \Delta c_{il}^{1997} / 4 \quad \text{pro } n = 1999$$

$$c_{nil}^{1997} = c_{(n-1)il} + \Delta c_{il}^{1997} / 4 \quad \text{pro } n = 2000, 2001, 2002$$

kde

- $c_{nil}^{1997}$  cena regulované činnosti i subjektu 1 pro rok n v cenové úrovni roku 1997.

<sup>50</sup> Pro odběratele na napěťové hladině n byly na počátku regulační periody sazby za distribuci pro kategorii MOO a MOP rozdílné (dáno současnými rozdílnými prodejními cenami energie pro tyto odběratelské kategorie). V závěru regulační periody měla existovat jednotná sazba za použití distribuční sítě pro obě dvě odběratelské kategorie.

### Mechanismus řízení nápravy (nákladové objektivizace) cen

Ve čtyřech krocích (každoročně) docházelo k postupné úpravě cen jednotlivých regulovaných činností dodávkového řetězce energie s cílem dosáhnout v závěrečném roce regulační periody nákladově správných proporcí mezi cenami energie pro konečné odběratele (mělo být dosaženo ekonomických cen reflektujících správnou úroveň nákladů a přiměřenou míru zisku). Nutná míra celkové nápravy cen jednotlivých činností a velikost každoročních cenových úprav v cenové úrovni roku 1997 byla stanovena nákladovou analýzou elektroenergetického sektoru.

#### Nákladová analýza

V nákladové analýze byly analyzovány náklady činností v členění na:

- a) ČEZ výroba
- b) ČEPS:
  - přenos;
  - dispečink;
  - systémové služby.
- c) 8 REAS jednotlivě:
  - distribuce a odbyt vvn;
  - distribuce a odbyt vn;
  - distribuce a odbyt nn.

Analýza zpracovává následující vstupní podklady:

- a) provozní náklady roku 1997,
- b) bilance energie roku 1997,
- c) provozní aktiva – účetní hodnoty aktiv ke konci roku 1997.

Výpočetní postup nákladové analýzy byl členěn do následujících kroků:

1. Určení velikosti relevantních tržeb za elektřinu ( $T$ ), kterou REAS nakoupily od ČEZ a prodaly konečným odběratelům v roce 1997.
2. Výpočet hodnoty rentability provozních aktiv ( $r_{PA}$ ), dosažené v roce 1997, podle vzorce

$$r_{PA} = (T - PN_{total}) / PA_{total}$$

kde

$T$  tržby REAS za energii, odebranou od ČEZ a dodanou konečným odběratelům,

$PN_{total}$  provozní náklady všech regulovaných subjektů v sektoru v roce 1997,

$PA_{total}$  provozní aktiva všech regulovaných subjektů v sektoru podle účetních evidencí ke konci roku 1997.

Při alternativním výpočtu byly použity hodnoty přeceněných provozních aktiv a provozní aktiva s přeceněnými odpisy.

3. Výpočet kalkulovaných výnosů jednotlivých regulovaných subjektů podle vzorce

$$KV_i = PN_i + r_{PA} * PA_i$$

kde

$KV$  kalkulované výnosy,

$PN$  provozní náklady,

$r_{PA}$  rentabilita provozních aktiv,

$PA$  provozní aktiva,

$i$  index symbolicky označující jednotlivé regulované subjekty v oboru.

4. Výpočet kalkulovaných výnosů jednotlivých činností dodávkového řetězce energie podle vzorce

$$KV_{i1} = PN_{i1} + PZ_{i1}$$

$$PZ_{i1} = PN_{i1} * (KV_1 - PN_1) / PN_1$$

kde

- PZ** provozní zisk,  
**i** index symbolicky označující jednotlivé regulované činnosti dodávkového řetězce energie (výroby, dispečink, přenos, systémové služby, distribuce energie na napěťových úrovních vvn, vn, nn),  
**1** index symbolicky označující jednotlivé regulované subjekty v oboru.

Prostřednictvím tohoto výpočtu byly jednotlivým regulovaným subjektům a jejich činnostem „spravedlivě“ přiřazeny kalkulované výnosy v proporcích, odpovídajících vzájemným proporcím provozních nákladů a provozních aktiv roku 1997.<sup>51</sup> Přestože rentabilita provozních aktiv byla u všech regulovaných subjektů stejná, nebylo toto tvrzení nevyhnutelně pravdivé v případě jednotlivých regulovaných aktivit (všem regulovaným činnostem každého regulovaného subjektu byla výpočtem přiřazována jednotná míra ziskovosti).

5. Výpočet průměrné předací ceny energie mezi ČEZ a osmi REAS pro rok 1997 podle vzorce

$$PCC_{1997total} = KV_{1997ČEZtotal} / DOD_{1997ČEZ}$$

kde

- $KV_{1997ČEZtotal}$  relevantní kalkulované výnosy ČEZ (včetně ČEPS),  
 $DOD_{1997ČEZ}$  dodávky energie od ČEZ všem osmi REAS v roce 1997.

6. Výpočet průměrné ceny energie vyrobené ČEZ v roce 1997 podle vzorce

$$c_{1997vyrČEZ} = KV_{1997vyrČEZ} / DOD_{1997ČEZ}$$

kde

- $KV_{1997vyrČEZ}$  relevantní kalkulované ČEZ – výroba.

7. Výpočet průměrné sazby za služby dispečinku zdrojů podle vzorce

$$C_{1997dispCePs} = KV_{1997dispCePs} / DOD_{1997REAStotal}$$

kde

- $DOD_{1997REAStotal}$  celkové dodávky energie REAS všem konečným odběratelům v roce 1997.

<sup>51</sup> Při výpočtu byla použita jednotná míra rentability provozních aktiv pro všechny regulované subjekty.

8. Výpočet průměrné sazby za služby přenosu podle vzorce

$$c_{1997\text{prenCePs}} = KV_{1997\text{prenCePs}} / DOD_{1997\text{prenCePs}}$$

kde

$DOD_{1997\text{prenCePs}}$  množství energie přenesené přes přenosovou soustavu<sup>52</sup> v roce 1997.

9. Výpočet průměrné sazby za systémové služby podle vzorce

$$c_{1997\text{SSCePs}} = KV_{1997\text{SSCePs}} / DOD_{1997\text{REAStotal}}$$

kde

$DOD_{1997\text{REAStotal}}$  celkové dodávky energie REAS všem konečným odběratelům v roce 1997.

10. Výpočet průměrné sazby za distribuci na napěťové úrovni vvn pro jednotlivé REAS podle vzorce

$$c_{1997\text{vvnREASj}} = KV_{1997\text{vvnREASj}} / DOD_{1997\text{vvnREASj}}$$

kde

j

symbol označující určitý REAS,

$DOD_{1997\text{vvnREASj}}$  dodávky energie příslušného REAS konečným odběratelům na napěťové úrovni vvn v roce 1997.

V kalkulovaných výnosech byly obsaženy i náklady na pořízení energie k pokrytí ztrát, oceněné průměrnou předací cenou energie mezi ČEZ a REAS. Při alokaci ztrát na napěťové hladiny se vycházelo z těchto zásad:

- koeficienty pro přidělení ztrát na jednotlivé napěťové úrovně byly určeny z tabulek toků energie;
- na úroveň vvn byla přidělena taková část z celkových ztrát realizovaných na úrovni vvn, která odpovídala podílu dodávek energie konečným odběratelům na této napěťové úrovni na celkových dodávkách energie z distribuční sítě;
- na úroveň vn byla přidělena část ztrát vzniklých na hladině vvn a navíc část ztrát vzniklých na úrovni vn. Klíčem k a lokaci ztrát byl podíl dodávek energie konečným odběratelům na této napěťové úrovni na dodávkách na úrovních vn a nn;
- na úroveň nn byla přidělena obdobně část ztrát vzniklých na hladině vvn a vn a navíc veškeré ztráty vzniklé na hladině nn

11. Výpočet průměrných sazeb za distribuci energie na napěťových úrovních vn a nn pro jednotlivé REAS. Pro výpočet těchto sazeb platily stejné zásady jako pro výpočet sazby na napěťové úrovni vvn.

<sup>52</sup> Množství energie přenesené přes přenosovou soustavu je správnou vztažnou jednotkou pro výpočet jednotkové ceny za přenos energie pouze v tom případě, že stejné množství energie je použito i pro fakturaci, a to jen těm odběratelům, kteří skutečně nakupují energii přenesenou přes přenosovou soustavu. Vzhledem k tomu, že současný systém obchodních vtaů a způsob fakturace nedovoluje tyto odběratele trikně odlišit, z praktických důvodů a jen pro účely výpočtu v této studii, je cena za přenos vztažena k celkovým dodávkám elektřiny od ČEZ distribučním společností.

## Příloha C: Výpočet diferenční ceny DRi

$$DR_i = Z_i - Z_{iPOMREAS}.$$

1. Zisk i-tého REAS je rozdílem mezi jeho tržbami za elektřinu od konečných odběratelů ( $T_i$ ), náklady na pořízení elektřiny ( $N_{pori}$ ) a provozními náklady na rozvod ( $PN_i$ )

$$Z_i = T_i - N_{pori} - PN_i.$$

2. Tržby i-tého REAS pro rok 2000 jsou vypočítány jako součet součinů dodávek elektřiny jednotlivým odběratelským kategoriím v roce 1999 ( $DOD_{ji1999}$ ) a průměrných cen elektřiny, stanovených regulátorem podle navrhované metodiky regulace pro jednotlivé odběratelské kategorie pro rok 2000 ( $C_{j2000}$ ). Symbolem j je označena odběratelská kategorie

$$T_i = T_{iVVN} + T_{iVN} + T_{iMOP} + T_{iMOO}$$

kde

$$T_{iVVN} = DOD_{iVVN1999} * C_{VVN2000},$$

$$T_{iVN} = DOD_{iVN1999} * C_{VN2000},$$

$$T_{iMOP} = DOD_{iMOP1999} * C_{MOP2000},$$

$$T_{iMOO} = DOD_{iMOO1999} * C_{MOO2000}.$$

Údaje o dodávkách energie pro rok 1999 poskytly jednotlivé REAS, šlo o očekávanou skutečnost roku 1999 (v podstatě se jednalo o skutečné dodávky energie konečným odběratelům jednotlivých REAS za první tři čtvrtletí roku 1999 a očekávané dodávky jednotlivých REAS za poslední čtvrtletí tohoto roku).

3. Náklady na pořízení energie i-tého REAS ( $N_{pori}$ ) jsou součinem očekávaného množství nakoupené energie i-tého REAS v roce 1999 ( $NAK_{i1999}$ ) a průměrné předací ceny elektřiny mezi ČEZ a REAS, stanovené regulátorem podle navrhované metodiky regulace pro rok 2000 ( $PC_{2000}$ )

$$N_{pori} = NAK_{i1999} * PC_{2000}.$$

Údaje o nákupu energie pro rok 1999 poskytly jednotlivé REAS, šlo o očekávanou skutečnost roku 1999 (v podstatě šlo o skutečný nákup energie jednotlivých REAS za první tři čtvrtletí roku 1999 a očekávaný nákup energie jednotlivých REAS za poslední čtvrtletí tohoto roku).

4. Provozní náklady jednotlivých REAS na rozvod energie ( $PN_i$ ) byly převzaty z regulačních tabulek za rok 1998.
5. Zisk i-tého REAS, odvozený od průměrné obchodní marže všech REAS, je součinem průměrné obchodní marže všech REAS ( $POMREAS$ ) a tržeb i-tého REAS za energie dodanou konečným odběratelům ( $T_i$ )

$$Z_{iPOMREAS} = POMREAS * T_i.$$



6. Průměrná obchodní marže všech REAS ( $POMREAS$ ) je podílem celkového zisku všech REAS ( $Z_{REAS}$ ) k tržbám všech REAS za energii dodanou konečným odběratelům ( $T_{REAS}$ )

$$POMREAS = Z_{REAS} / T_{REAS}$$

kde

$$Z_{REAS} = \sum Z_i \quad (i = 1 \text{ až } 8),$$

$$T_{REAS} = \sum T_i \quad (i = 1 \text{ až } 8).$$

7. Výše uvedený výpočetní postup byl proveden ve dvou variantách:
- Výpočet pro celkové množství energie, nakoupené jednotlivými REAS a tomuto nákupu odpovídající množství energie prodané jednotlivými REAS konečným odběratelům.
  - Výpočet pro množství energie nakoupené jednotlivými REAS a ČEZ a tomuto nákupu odpovídající množství energie, prodané jednotlivými REAS konečným odběratelům.

SCHÉMA DISTRIBUČNÍCH A PŘENOSOVÝCH SÍTÍ ČR  
110 – 400 kV

110 - 400 kV  
stav k 1.1.2009

ČEPS a.s.

© 2008 ČEPS a.s.  
Zpracovatel: Aleno Impulslov

110kV	220kV	400kV	NAPĚŤOVÁ HLAVICE ZAČLENĚNÍ
			VEDENÍ A STANICE V PROVOZU
			VEDENÍ A STANICE VE VÝSTAVĚ
			VEDENÍ A STANICE VE FÁZI PŘÍPRAVY
			VEDENÍ A STANICE MIMO PROVOZ
			KABELOVÉ VEDENÍ

ČL	Č. LDUKA
D	DŮL DUKLA
K	KUNČICE
KA	KARVÍNÁ
N	NOVÁ HUŤ
P	DŮL PASKO
V	VÍTKOVICE
Y	VÝŠKOVICE
STO	STONAVA

čeps, a.s.

© 2008 ČEPS, a.s.  
Zpracováno: Aleš Imšelový

## Příloha E: Způsob výpočtu míry výnosnosti – WACC

$$WACC_{NHBT} = \frac{WACC_{NHAT}}{1-T}$$

$$1) \quad WACC_{NHAT} = r_e * \frac{D}{E+D} + r_d * (1-T) * \frac{D}{E+D},$$

$$2) \quad r_e = r_f + \beta_L * ERP,$$

$$3) \quad r_d = r_f + CZ,$$

$$4) \quad \beta_L = \beta_{unL} * \left[ 1 + (1-T) * \frac{D}{E} \right].$$

### Vstupní parametry vzorce pro výpočet WACC

Parametry vzorce ČEPS	Hodnota
$r_f$ = bezriziková míra výnosu	4,18 %
$\beta_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,250
$\beta_{levered}$ = koeficient beta vážený	0,296
ERP (příp. $r_M - r_f$ ) = tržní riziková přírážka	6,32 %
D = objem cizího kapitálu	20 %
E = objem vlastního kapitálu	80 %
T = daňová sazba	26,0 %
$r_d$ = náklady cizího kapitálu	4,68 %
$r_e$ = náklady vlastního kapitálu	6,05 %
<b>WACC<sub>NHAT</sub> - nominální hodnota (po zdanění)</b>	<b>5,534 %</b>
Daň z příjmu právnických osob	26,0 %
<b>WACC<sub>NHBT</sub> - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)</b>	<b>7,479 %</b>

Parametry vzorce REAS	Hodnota
$r_f$ = bezriziková míra výnosu	4,18 %
$\beta_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,350
$\beta_{levered}$ = koeficient beta vážený	0,461
ERP (příp. $r_M - r_f$ ) = tržní riziková přírážka	6,32 %
D = objem cizího kapitálu	30 %
E = objem vlastního kapitálu	70 %
T = daňová sazba	26,0 %
$r_d$ = náklady cizího kapitálu	4,68 %
$r_e$ = náklady vlastního kapitálu	7,09 %
<b>WACC<sub>NHAT</sub> - nominální hodnota (po zdanění)</b>	<b>6,004 %</b>
Daň z příjmu právnických osob	26,0 %
<b>WACC<sub>NHBT</sub> - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)</b>	<b>8,114 %</b>

Zdroj: 10 let regulace v energetice

**Nominální WACC<sub>NHBT</sub>**, který se používá ve vzorci pro výpočet povolených výnosů, se vypočítal z **WACC<sub>NHAT</sub>** navýšením o daň z příjmů, aby skutečný zisk, který společností po zdanění zůstane, byl na úrovni, kterou stanovil regulátor.

**Nominální WACC<sub>NHAT</sub>** byl vypočítáván jako vážený průměr ceny vlastního a cizího kapitálu, přičemž váhy jsou tvořeny objemem těchto složek kapitálu. Cena cizích zdrojů byla navíc snížena o míru zdanění, jelikož úroky z cizího kapitálu jsou zahrnovány do daňově uznatelných nákladů, a působí zde proto jako daňový štít.

### **Náklady cizího kapitálu $r_e$**

Náklady vlastního kapitálu byly vyjádřeny součtem bezrizikové míry  $r_f$  a části tržní rizikové přírážky ERP, která je determinovaná hodnotou koeficientu  $\beta_L$ .

**Náklady cizího kapitálu  $r_d$** 

Náklady cizího kapitálu byly vyjádřeny součtem bezrizikové míry výnosu ( $r_f$ ) ve výši 4,18% a kreditního rozpětí (CS) ve výši 0,5%. Kreditní úvěr vyjadřuje úrokovou přírážku, která zohledňuje míru rizika investice.

**Poměr vlastních a cizích zdrojů E/D**

Poměr cizího a vlastního kapitálu byl stanoven rozhodnutím ERÚ za účelem většího využití cizích zdrojů, jejichž cena byla v porovnání s vlastním kapitálem nižší. S ohledem na současnou kapitálovou strukturu regulovaných subjektů byla míra financování z cizích zdrojů stanovena v porovnání se zahraničním poměrně nízko.

**Daňová sazba T**

Bylo rozhodnuto, že hodnota WACC bude v průběhu regulačního období neměnná, jediným případem, kdy bude provedena její úprava, je změna sazby daně z příjmu.

**Bezriziková výnosová míra  $r_f$** 

Bezriziková výnosová míra byla stanovena na základě pětiletých dluhopisů (2004-2009); vzhledem k použití nominální hodnoty WACC v rámci pětiletého regulačního období. Z této úvahy vyplývá pro investory větší jistota pro plánování návratnosti investic na celé regulační období – fixace na 5 let.

Hodnota bezrizikové výnosové míry byla vypočtena na základě výnosu státního dluhopisu CZ0002000855; číslo emise 42, číslo tranše 4. Jedná se o pětiletý státní dluhopis, který dobou splatnosti (2004-2009) nejvíce odpovídá délce II. regulačního období.

**Koeficient  $\beta_{unL}$** 

Jeho hodnota byla odvozena od průměru  $\beta$  koeficientů evropských distribučních společností obchodovaných na burze a plně koresponduje s hodnotami, které se pro regulační účely rozhodly použít národní regulační orgány ve Velké Británii, Nizozemsku a Rakousku.

**Koeficient  $\beta_L$** 

Pro použití do výpočtu ceny vlastního kapitálu bylo nutné hodnou koeficientu  $\beta_{unL}$  upravit (tzv. vážit) podle míry zadlužení konkrétní společnosti a podle míry zdanění, které daná společnost podléhá.

**Tržní riziková přírážka ERP**

Kvantifikace tržní rizikové přírážky byla provedena na základě hodnot dosažených na kapitálových trzích USA za období od roku 1928. Tržní riziková přírážka USA byla následně zvýšena o rizikovou přírážku země, která byla odvozena od ratingového stupně dosaženého Českou republikou.